

DISEÑO DE SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN

JAVIER ANDRÉS LINARES ESCOBAR

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2009**

DISEÑO DE SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN

JAVIER ANDRÉS LINARES ESCOBAR

**Proyecto de Grado Para optar el título de
Ingeniero Electricista
“Modalidad Pasantía Institucional”**

DIRECTOR:
LUIS EDUARDO ARAGÓN RANGEL
Ingeniero Electricista – Magister en Sistemas de Generación Eléctrica.
Profesor Hora Cátedra Programa de Ingeniería Eléctrica

Asesor
HEYDER PAREDES PIEDRAHITA
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2009

Nota de aceptación:

Aprobado por el comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título ingeniero electricista.

ENRIQUE CIRO QUISPE OQUEÑA
Firma del jurado

GABRIEL GONZÁLEZ P.
Firma del jurado

Santiago de Cali, 03 de Agosto de 2009

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
1. DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	17
1.1 DEFINICIONES Y TERMINOS UTILIZADOS.	17
1.1.1 Diseño	17
1.1.2 Subestación eléctrica	17
1.1.3 Ingeniería Preliminar	17
1.1.4 Ingeniería Básica	17
1.1.5 Ingeniería de Detalle	17
1.2 NIVELES DE TENSIÓN	18
1.3 EQUIPOS DE MANIOBRA	18
1.3.1 Interruptor	18
1.3.2 Seccionador	19
1.3.3 Cuchilla de Puesta a Tierra	19
1.4 DISPOSICIÓN FÍSICA	19
2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO	20
2.1 CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	20
2.1.1 Confiabilidad	20
2.1.2 Flexibilidad	20
2.1.3 Seguridad	21

2.2 CONFIGURACIÓN DE BARRAS	21
2.2.1 Conexiones de la barra principal	21
2.2.2 Barraje sencillo	21
2.2.3 Barraje sencillo seccionado	21
2.2.4 Barraje principal mas barraje de transferencia	21
2.2.5 Barraje doble	22
2.2.6 Barraje doble con seccionador de "By-pass	22
2.2.7 Barraje doble con seccionador de transferencia	22
2.2.8 Barraje doble mas barraje de transferencia	22
2.3 CONFIGURACIONES DE INTERRUPTOR	23
2.3.1 Anillo	23
2.3.2 Interruptor y medio	23
2.5 CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	23
2.5.1. Por su operación	24
2.5.2. Por la función que desempeñan	24
2.5.3. Por su composición	24
3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO	25
3.1 DIAGRAMA UNIFILAR	25
3.2 SELECCIÓN DE CONDUCTORES	25
3.2.1 Corriente nominal	25
3.2.2 Conductores para acometidas	25
3.2.3 Conductores para barrajes	25

3.3 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES - DPS's	26
3.3.1 Consideraciones	26
3.3.2 Nivel de protección para impulso tipo rayo (NPR o LIPL)	27
3.3.3 Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM o SIPL)	27
3.4 SOBRETENSIONES	28
3.4.1 Sobretensiones temporales	28
3.4.2 Sobretensión de maniobra	28
3.4.3 Sobretensiones atmosféricas	28
3.5 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	29
3.5.1 Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (BIL o LIWL).	30
3.5.2 Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL o SIWL)	30
3.5.3 Factor de seguridad	30
3.5.4 Tensión máxima.	30
3.6 CÁLCULOS DE NIVELES DE AISLAMIENTO	30
3.7 DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN	33
3.7.1 Distancias de diseño.	33
3.7.1.1 Determinación de distancias dieléctricas en la subestación.	33
3.7.1.2 Distancias de seguridad.	34
3.7.1.3 Altura de los equipos sobre el nivel del suelo	35
3.7.1.4 Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo	36
3.7.1.5 Altura de remate de las líneas de transmisión.	36
3.8 APANTALLAMIENTO	36

3.8.1 Definiciones NTC- 4552	37
3.8.1.1 Sistema de protección externo contra rayos SPE.	37
3.8.1.2 Terminal de captación o dispositivo de interceptación de rayos (Air Terminal)	37
3.8.1.3 Anillo equipotencial (Equipotencial Ring).	37
3.8.1.4 Conductor bajante (Down Conductor).	37
3.8.1.5 Puesta a tierra de protección contra rayos PTPR.	37
3.8.1.6 Transitorio (Transient).	37
3.8.2 Metodología.	37
3.8.3 Determinación del nivel de riesgo.	38
3.8.4 Nivel cerámico.	39
3.8.5 Densidad de descargas atmosféricas (DDT).	39
3.8.6 Índice de riesgo por rayo.	41
3.8.6.1 Índice de gravedad.	41
3.8.7 Sistema integral de protección.	44
3.8.8 Sistema de protección externo.	44
3.8.8.1 Distancia de cebado.	45
3.8.8.2 Esfera rodante.	45
3.8.8.3 Terminales de captación	47
3.8.8.4 Bajantes y derivaciones.	47
3.8.9 Instalación de tierra.	48
3.8.9.1 Protección interna.	49
3.9 CÁLCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA	49

3.9.1 Función de una malla de puesta a tierra.	50
3.9.2 Requisitos de una malla de puesta a tierra.	50
3.9.3 Tensiones de paso y contacto permisibles	51
3.9.3.1 Tensión de paso.	51
3.9.3.2 Tensión de contacto	51
3.9.4 Dimensionamiento de una malla de puesta a tierra.	52
3.9.4.1 Selección del conductor de la Malla de puesta a tierra	53
3.9.4.2 Tensiones Reales de Paso y de Contacto.	53
3.9.4.3 Determinación de los coeficientes k_m, k_i, k_s.	54
3.9.4.4 Valor de la Resistencia de la Malla	55
3.9.4.5 Corriente de la Malla	55
3.9.4.6 Comparaciones de tensión	56
3.10 CÁLCULO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)	56
3.10.1 Tensión nominal secundaria	56
3.10.2 Cargabilidad o capacidad nominal de los TP's	57
3.10.3 Exactitud de los TP's	57
3.10.3.1 Para medición: Las clases de exactitud según las normas IEC-600186.	57
3.11 CÁLCULO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)	58
3.11.1 Valores Nominales	58
3.11.1.1 Corriente primaria nominal.	58
3.11.1.2 Corrientes secundarias nominales	58
3.11.2 Cargabilidad o capacidad nominal para medición de los TC's	58

3.11.3 Cargabilidad o capacidad nominal para protección de los TC's.	59
3.11.4 Clases de exactitud de los transformadores de corriente	59
4. MANUAL DE USUARIO DEL APLICATIVO DimeSEMT	60
5. CONCLUSIONES	77
6. RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Índice de riesgo por rayos	41
Tabla 2. Valores del índice relacionado con el uso de la estructura	42
Tabla 3. Valores del índice relacionado con el tipo de estructura	42
Tabla 4. Valores del índice relacionado con la altura y el área	42
Tabla 5. Niveles de Gravedad	43
Tabla 6. Matriz de factor de riesgo	43
Tabla 7. Clasificación del nivel de riesgo	44
Tabla 8. Valores Normalizados según ANSI para los TP's	57
Tabla 9. Valores Normalizados según ANSI para los TC's	59

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación esquemática de los diferentes tipos de sobretensiones	29
Figura 2. Diagrama de Flujo del procedimiento para obtener el BIL de un equipo por método convencional.	32
Figura 3. Impulso de corriente tipo rayo	36
Figura 4. Proceso de Impacto de un Rayo	38
Figura 5. Mapa de Nivel Cerámico de Colombia	40
Figura 6. Sistema de Protección externo	45
Figura 7. Distancia de cebado	45
Figura 8. Método de la esfera rodante	46
Figura 9. Zona de cobertura de una punta captadora	46
Figura 10. Fotos DEHN, Catalogo de productos. Elementos Captadores	47
Figuras 11. Fotos DEHN, Catalogo de productos, Bajantes y Derivadores	48
Figura 12. Sistema de Equipotencialidad	49
Figura 13. Tensión de Paso Ep y de Contacto Et.	52
Figura 14. Hoja de inicio “Principal”	60
Figura 15. Parámetros ambientales	61
Figura 16. “Transformador”	62
Figura 17. Interruptor	63

Figura 18. Seccionador	64
Figura 19. Cuchilla de puesta a tierra	64
Figura 20. Acometidas	65
Figura 21. “DPS´s”	66
Figura 22. Distancias eléctricas	67
Figura 23. Distancias de seguridad	68
Figura 24. Sistema de puesta a tierra	69
Figura 25. Nivel de riesgo	71
Figura 26. Nivel de riesgo valores índices tabla 2 y 3	72
Figura 27. Nivel de riesgo matriz de nivel de riesgo.	73
Figura 28. TC´S	73
Figura 29. “TP´S”	75

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Aplicativo DimeSEMT. (Archivo adjunto en la carpeta de anexos)

RESUMEN

Las principales partes de una subestación son los equipos para realizar maniobras operacionales, los cuales se agrupan en configuraciones normalizadas.

En la selección de la configuración eléctrica conveniente, se debe tomar en cuenta la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de esta, para mantener la continuidad del suministro aún durante trabajos de mantenimiento y en condiciones de falla.

El aplicativo DimeSEMT desarrollado aplicando la herramienta Microsoft Office Excel, recrea la forma adecuada de suplir los requerimientos eléctricos para el dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión en concordancia con los lineamientos de la Norma Técnica Colombiana NTC2050 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

El documento se ha dividido en cuatro capítulos. En el primer capítulo se aborda la concepción general de dimensionamiento de subestaciones eléctricas y se dan las directrices conceptuales en las cuales se enmarca el desarrollo del aplicativo. En particular se definen conceptos de ingenierías preliminar, básica y de detalle, los cuales es imperativo diferenciar a instancias de lograr los objetivos de un proyecto de dimensionamiento.

En el capítulo 2 están las consideraciones de diseño, haciendo particular énfasis en las diferentes configuraciones aplicables a subestaciones de media tensión y se definen los conceptos de seguridad, confiabilidad y flexibilidad, necesarios para discernir en torno a la mejor selección.

Así mismo en el capítulo 3 se establecen los criterios básicos para dimensionar barras, conductores, equipos de maniobra, equipos de protección, transformadores de potencial y de corriente, distancias de seguridad y el sistema de malla de puesta a tierra.

Para el capítulo 4 se confeccionó el manual de usuario donde se encuentran paso a paso las instrucciones básicas y de forma clara para ejecutar el aplicativo MS Excel, DimeSEMT.

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se fundamentó en el dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión mediante el desarrollo de una herramienta computacional sencilla como lo es Microsoft Office Excel.

El aplicativo Microsoft Office Excel desarrolla el procedimiento de dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión como cálculo digital, orientado a facilitar de forma dinámica el aprendizaje en los cursos de diseño eléctrico.

El dimensionamiento se centra en las particularidades de una subestación de transformación 34.5kV/13.2kV, desde el cálculo de los equipos, hasta el cálculo de las acometidas.

Es necesario y obligatorio hoy en día acondicionar todo tipo de construcción civil ya sea industrial o residencial con instalaciones eléctricas debidamente diseñadas y calculadas para garantizar el menor riesgo de daños a los bienes y a las personas.

Por tal razón este proyecto se basó en recomendaciones de las normas, resoluciones y reglamentos vigentes en el territorio colombiano, como lo son la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 primera actualización y el “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE” versión de Agosto 6 de 2008.

El propósito de construir de manera técnica con base en la reglamentación vigente, cualquier tipo de instalación eléctrica, es garantizar un servicio seguro a las personas que la utilizan, ya sea que se va a encender una bombilla o se vaya a realizar una maniobra de apertura de un seccionador de media tensión.

Este proyecto entrega el aplicativo MS Excel DimeSEMT como primera herramienta óptima para los procedimientos requeridos por Proyectos de Ingeniería S.A. PROING S.A. para dar respuesta a las diferentes necesidades de sus clientes en las áreas de dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión y se configura en el primer eslabón en el desarrollo de material didáctico seguro y confiable para los cursos de Diseño Eléctrico en el Departamento de energética y Mecánica de la facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Occidente.

El aplicativo MS Excel DimeSEMT ha considerado en su desarrollo el ilustrar cómo se debe cumplir con todos los requerimientos técnicos que exigen la normatividad colombiana y los diferentes fabricantes de equipos, con el fin de obtener un funcionamiento seguro y confiable de los mismos.

DimeSEMT está concebido para soportar al ingeniero electricista que tenga que ver con proyectos de esta envergadura, razón por la cual el usuario debe tener bases sólidas en diseño de subestaciones con el ánimo de colegir los resultados.

El desarrollo del aplicativo MS Excel DimeSEMT partió de la recopilación de memorias de cálculo de ejercicios de clase, validando los procedimientos al tenor de las recomendaciones y exigencias de la norma NTC 2050 y del RETIE. La estructuración dada a esta primera versión buscó facilitar el que sirva como base para próximos desarrollos que lo complementen y consoliden como una herramienta computacional orientada al diseño de subestaciones eléctricas de cualquier nivel de tensión.

1. DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1 DEFINICIONES Y TERMINOS UTILIZADOS.

1.1.1 Diseño. Reto creativo que parte de la concepción, traza y disposición de elementos que caracterizan un objeto u obra.

1.1.2 Subestación eléctrica. Nodo de un sistema eléctrico de potencia, dotado de equipos de maniobra con los cuales se hace posible modificar la topología de dicho sistema para atender consignas operativas, aislar eventuales condiciones de falla o adelantar tareas de mantenimiento.

1.1.3 Ingeniería Preliminar. Ingeniería que define un marco conceptual del diseño con el fin de hacer recomendaciones y presupuestar opciones.

El diseño o ingeniería preliminar abarca solamente aspectos fundamentales que inciden sobre la viabilidad de la subestación, ofreciendo como resultado aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de la Ingeniería Básica.

1.1.4 Ingeniería Básica. Ingeniería que define filosofía y generalidades de los requerimientos de equipos incluyendo especificaciones técnicas y memorias de cálculo.

Incluye conceptos, criterios y metodología para llevar a cabo la subestación. Como resultado se obtienen especificaciones y planos.

1.1.5 Ingeniería de Detalle. Es la ingeniería que sirve para la construcción y montaje de la subestación.

Incluye la definición de los siguientes aspectos:

- Características técnicas de los equipos a utilizar
- Ubicación detallada de los equipos
- Número definido de equipos
- Conexión externo y alambrado en el interior de los gabinetes de los equipos

1.2 NIVELES DE TENSIÓN

Para el RETIE, Artículo 9 se fijan los siguientes niveles de tensión, establecidos en la norma NTC 1340, así:

- **Extra alta tensión (EAT):** Los de tensión nominal entre fases superior a 230 kV.
- **Alta tensión (AT):** Los de tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor o igual a 230 kV.
- **Media tensión (MT):** Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5kV.
- **Baja tensión (BT):** Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
- **Muy baja tensión (BT):** Los de tensión nominal menor a 25 V¹.

1.3 EQUIPOS DE MANIOBRA

Dispositivos con los cuales se realizan las operaciones en las subestaciones para la formación, división o paso de la electricidad.

Son elementos biestables, es decir, sus estados posibles son: Abierto o cerrado.

Los equipos de maniobra son básicamente tres:

- **Interruptor**
- **Seccionador**
- **Cuchilla de puesta a tierra**

La diferencia fundamental entre ellos y que caracteriza su empleo, radica en sus capacidades para abrir o cerrar circuitos.

1.3.1 Interruptor. Es el equipo más robusto y puede abrir circuitos energizados en condiciones normales o de falla.

Opera con tensión y con corriente de carga o de cortocircuito.

¹ Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. RETIE: Resolución 181294. PROCOBRE y CIDET Agosto 6 de 2008.. 4 ed. Bogotá D.C. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. República de Colombia. p. 43. 2008.

1.3.2 Seccionador. Puede abrir circuitos energizados pero sin carga.

Opera con tensión pero sin corriente. En condición cerrado debe poder soportar corrientes de carga o de cortocircuito inclusive, mientras el interruptor abre el circuito.

1.3.3 Cuchilla de Puesta a Tierra. La cuchilla de puesta a tierra es el equipo más sencillo y sólo se emplea como elemento de protección para aterrizar circuitos durante trabajos de mantenimiento.

Opera sin tensión y sin corriente.

1.4 DISPOSICIÓN FISICA

La agrupación: Seccionador - interruptor - seccionador, conforma un conjunto operativo al cual se lo denomina como campo o bahía.

Esta composición busca facilitar las tareas de mantenimiento del principal equipo de la subestación: El **interruptor**.

Dependiendo de los requerimientos, los campos pueden ser:

- De generación
- De línea
- De transformación
- De acople de barras
- De compensación:
- Capacitiva
- Inductiva.

Los elementos de unión a líneas, transformadores y compensadores, componen derivaciones algunas veces llamadas templas.

Cuando se utilizan dos o más nodos o barrajes no adyacentes en una subestación, a los campos que unen esos barrajes se les denomina diámetros, con los cuales se facilita alimentar por una o más vías las derivaciones asociadas.

2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Muchos factores influyen para la correcta selección del tipo de subestación para una aplicación dada. El tipo de subestación más apropiado depende de factores tales como el nivel de tensión, capacidad de carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno y necesidades de derecho de vía de la línea de transmisión. Además, los criterios de dimensionamiento pueden variar entre sistemas.

Con el continuo aumento general en el precio de equipo, mano de obra, terrenos y adaptación de los mismos, el esfuerzo debe centrarse en criterios de selección que suplan las necesidades del sistema a los mínimos costos posibles. En vista que el precio de los transformadores, interruptores y seccionadores, impacta el precio global de la subestación, la configuración seleccionada resulta determinante.

La selección de niveles de aislamiento y prácticas de coordinación afecta el precio en forma considerable. El descenso de un nivel en el nivel básico de aislamiento (Basic Insulating Level - BIL) puede reducir el precio del equipo eléctrico. Es esencial un cuidadoso análisis de opciones.

Una subestación debe ser confiable, económica, segura y con un dimensionamiento tan sencillo como sea posible; este último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio, contar con medios para futuras ampliaciones y flexibilizar su operación y mantenimiento, sin interrupciones en el servicio ni riesgos para el personal.

La orientación física de las rutas de líneas de transmisión influye en la ubicación y disposición de la barra en subestaciones. El lugar seleccionado debe ser tal que se pueda lograr un arreglo conveniente de las líneas.

2.1 CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.1.1 Confiabilidad. La confiabilidad se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado con al menos un componente fuera de servicio.

2.1.2 Flexibilidad. Es la propiedad de la subestación para acomodarse a diferentes condiciones que se pueden presentar especialmente por cambios operativos, contingencias o mantenimiento del sistema eléctrico de potencia.

2.1.3 Seguridad. Es la propiedad de una subestación de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes.

2.2 CONFIGURACIÓN DE BARRAS

Conocidas como de tendencia **europaea**, parten del manejo de barrajes para agrupar campos o bahías como unidades operativas interdependientes.

2.2.1 Conexiones de la barra principal. El esquema de subestación seleccionado determina el arreglo eléctrico y físico del equipo de conmutación. Existen diferentes esquemas de barra cuando la importancia cambia entre los factores de confiabilidad, economía, seguridad y sencillez como lo justifican la función e importancia de la subestación.

Los esquemas de subestación más comunes son:

2.2.2 Barraje sencillo. El flujo de energía se distribuye desde un solo barraje (B1) que une mínimo dos campos o bahías. No se utiliza para subestaciones grandes. Puede causar una prolongada interrupción de servicio en caso de falla de un interruptor automático.

2.2.3 Barraje sencillo seccionado. A partir de la configuración anterior emplea un campo o bahía de enlace para interconectar dos barrajes simples adyacentes.

El seccionamiento del barraje se emplea normalmente para distinguir cargas esenciales de otras no esenciales y/o posibilitar dos fuentes alternativas de suministro de energía eléctrica a las cargas.

2.2.4 Barraje principal mas barraje de transferencia. En instalaciones que requieren mayores confiabilidad y flexibilidad que los anteriores, se adiciona un barraje auxiliar para transferir cualquier circuito a un campo o bahía llamado de transferencia, el cual puede reemplazar a cualquiera de los campos o bahías de la subestación.

Como se desprende de lo anterior sólo se puede realizar una transferencia a vez, por lo cual el calibre de este barraje (B3) normalmente es menor al del barraje principal (B1) y se dimensiona para el circuito de mayor carga.

Esta configuración requiere el suministro de un seccionador adicional por cada campo o bahía con el cual se conecta el circuito al barraje de transferencia.

La derivación se efectúa desde los puntos libres (no conectados a los barrajes) del campo del circuito y del seccionador de transferencia de ese mismo circuito.

2.2.5 Barraje doble. Esta configuración utiliza dos barrajes (B1 y B2) igualmente importantes y por tanto del mismo calibre unidos por un campo o bahía llamado de acople.

Normalmente deben operarse los dos barrajes energizados. Sin embargo en ocasiones se mantiene un barraje desenergizado con lo cual la configuración se convierte en un **barraje sencillo (b1) mas barraje de reserva (b2)**, en cuyo caso todos los circuitos se conectan a un solo barraje (B1) y sólo durante un mantenimiento se pasan al otro barraje (B2).

2.2.6 Barraje doble con seccionador de "By-pass". Configuración similar a la anterior en la cual se dispone un seccionador de "By-Pass" o de paso directo en paralelo con cada campo o bahía para facilitar el mantenimiento del interruptor de ese campo transfiriendo el circuito al campo de acople y empleando en este caso el barraje B2 como barraje de transferencia.

El campo de acople hace estas funciones de transferencia pero no en forma simultánea.

2.2.7 Barraje doble con seccionador de transferencia. Tiene el mismo funcionamiento de la anterior pero con un seccionador menos, el del lado aguas arriba del interruptor.

En este caso el seccionador de transferencia conecta la salida del campo directamente al barraje B2 al cual se denomina en este caso como de transferencia, de "By-Pass" o de paso directo.

2.2.8 Barraje doble mas barraje de transferencia. Configuración con dos barrajes principales y un tercero empleado para transferir circuitos, con lo cual se logra independizar las funciones de acople y las de transferencia.

El interruptor que une los dos barrajes principales entre sí se denomina interruptor de acople y el que une los dos barrajes principales con el barraje de transferencia se denomina interruptor de transferencia, aunque en ocasiones se acostumbra simplificar el esquema y utilizar un único interruptor para las funciones de acople y transferencia.

2.3 CONFIGURACIONES DE INTERRUPTOR

Conocidas como tendencia **americana**, parten del manejo de interruptores para agrupar campos o bahías como unidades operativas interdependientes.

2.3.1 Anillo. En esta configuración los circuitos se conectan alternadamente a un anillo formado por interruptores y no existe un barraje colector como tal.

En operación normal todos los interruptores permanecen cerrados.

2.3.2 Interruptor y medio. Desarrollada a partir de la anterior, en esta configuración se disponen tres campos o bahías en un diámetro para atender dos circuitos, situación a la cual debe su nombre.

Los campos o bahías que conforman el diámetro que une los dos barrajes principales B1 y B2, se denominan cortes.

El corte A es el adyacente al barraje B1, el corte intermedio se conoce como corte B y el corte C es el adyacente al barraje B2.

Los dos barrajes se mantienen energizados y la totalidad de los equipos de maniobra de los tres cortes se mantienen cerrados.

2.5 CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones se clasifican de acuerdo a su nivel de tensión, de acuerdo a su configuración y de acuerdo a su función.

- De acuerdo al Nivel de Tensión
- De acuerdo a la configuración
- De acuerdo a su función:
 - De Generación
 - De Transformación
 - Mixta (Generación y Transformación)
 - De Compensación (Capacitiva Serie y Capacitiva Paralelo).

También se pueden clasificar como sigue:

2.5.1. Por su operación

- De corriente alterna.
- De corriente directa.

2.5.2. Por la función que desempeñan

- Elevadora (elevan la tensión)
- Reductor (reducen la tensión)
- De enlace para interconectar líneas.
- Rectificadora (convertir CA a CD)

2.5.3. Por su composición

- Tipo intemperie (para operación en el exterior)
- Tipo interior (para operar bajo techo)
- Tipo blindada (para operación en interiores o exteriores)

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

3.1 DIAGRAMA UNIFILAR

El punto de partida para dimensionar una subestación eléctrica es el llamado diagrama unifilar. Este diagrama debe mostrar la conexión y arreglo de todos los equipos eléctricos, es decir, barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamiento entre bahías, interruptores, transformadores de medición, cuchillas de puesta a tierra, pararrayos y la tensión del sistema.

3.2 SELECCIÓN DE CONDUCTORES

3.2.1 Corriente nominal. La corriente nominal se calcula de acuerdo a la potencia nominal que se instalará en la subestación siguiendo la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{k_o V} \quad (1)$$

En donde:

- ✓ **I** = La corriente nominal (Amp.)
- ✓ **P** = La carga total a instalar (VA)
- ✓ **V** = El nivel de tensión de trabajo de línea a línea (Volt.)
- ✓ **k₀** = 1 Sistema monofásico.
- ✓ **k₀** = $\sqrt{3}$ Sistema trifásico.

3.2.2 Conductores para acometidas. Los conductores para acometidas para la interconexión de equipos se calculan con un factor de demanda de 1.25 para que soporten las máximas corrientes que pueden circular por ellos.

$$I_c = \frac{P}{k_o V} \times 1.25 \quad (2)$$

3.2.3 Conductores para barrajes. Los conductores para barrajes se calculan para que soporten las máximas corrientes que pueden circular por ellos.

$$I_b = \frac{P}{k_o V} \times 1.25 \quad (3)$$

3.3 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES - DPS's

3.3.1 Consideraciones

- Sistema sólidamente aterrizado.
- DPS de Oxido de Zinc (ZnO).
- Tensión máxima en kV.

La tensión nominal de los DPS de ZnO, **R**, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión Continua de Operación (COV):

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}}, \text{ para descargadores conectados fase – tierra.} \quad (4)$$

- Sobretensión Temporal (TOV):

$$TOV = K_e . COV \quad (5)$$

Donde K_e es el factor de puesta a tierra, el cual, en términos generales, es igual a 1.4 para sistemas sólidamente puestos a tierra, y 1.73 para sistemas con neutro aislado. Un valor más exacto de K_e puede ser determinado de los parámetros del sistema.

La tensión nominal del DPS, **R**, se elige seleccionando el mayor valor entre **R_o** y **R_e**.

$$R_o = \frac{COV}{K_o} \quad (6)$$

Donde K_o es el factor de diseño especificado por el fabricante. Un valor de K_o normalmente encontrado es 0.8.

$$Re = \frac{TOV}{Kt} \quad (7)$$

Donde Kt es la capacidad del DPS contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

- ✓ Kt = 1.15 para 1 segundo.
- ✓ Kt = 1.10 para 10 segundos.
- ✓ Kt = 0.95 para 2 horas.

Se puede prever un margen extra de 10% para sistemas con tensiones inferiores a 100kV y 5% para sistemas con tensiones mayores de 100kV².

3.3.2 Nivel de protección para impulso tipo rayo (NPR o LIPL). El NPR de un DPS ZnO es considerado, en términos generales y para efectos de coordinación de aislamiento, como el mayor entre los siguientes valores:

- Tensión máxima residual para impulsos escarpados de corriente dividido en 1.15.
- Tensión máxima residual para impulsos atmosféricos a la corriente nominal de descargas (10.000 o 20.000 A).

Descargas atmosféricas muy cercanas al DPS pueden producir ondas de corriente muy pendientes, para lo cual se puede considerar un 10% adicional a la tensión residual con impulsos de corriente de 10kA.

3.3.3 Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM o SIPL). El NPM para un DPS de ZnO se obtiene así:

- Sistemas con tensión residual máxima menor de 145kV, el impulso de corriente de maniobra (30/60m s) es de 0.5 kA.
- Sistemas con tensiones entre 145kV y 362kV, el impulso de corriente de maniobra debe ser de 1kA.
- Sistemas con tensiones superiores, el impulso de corriente de maniobra debe ser de 2kA.

² RAMÍREZ G, Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión, Bogotá D.C. Ingenieros Mejía Villegas S.A. 1991. p. 110.

3.4 SOBRETENSIONES

Las sobretensiones son eventos transitorios mayores a las máximas tensiones de operación del sistema. De acuerdo al tipo de sobretensión estos pueden ser limitados por distintos medios de protección. La amplitud de las sobretensiones se puede limitar mediante DPS u otros medios de protección. Existen tres tipos de sobretensiones: las temporales, las de maniobra y las atmosféricas.

Las sobretensiones temporales y las de maniobra son consideradas de origen interno del sistema, como resultado de un fenómeno transitorio, mientras que las atmosféricas se consideran de origen externo.

3.4.1 Sobretensiones temporales. Se caracterizan por presentarse a una frecuencia muy cercana a la industrial (o a la misma frecuencia industrial) y por no ser amortiguadas. Se asocian principalmente con pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancias de diferentes tipos. En un sistema bien diseñado, las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder de 1.5 p.u. y su duración debe ser menor de 1 segundo.

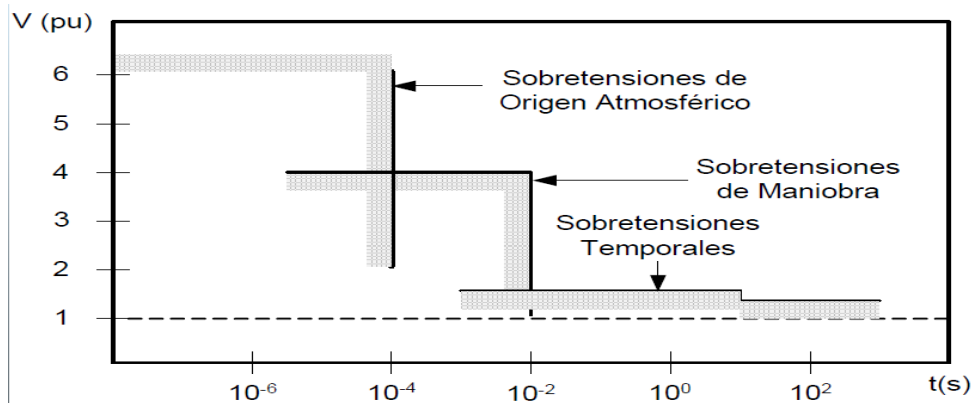
3.4.2 Sobretensión de maniobra. Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas en un sistema. Sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo mucho de los valores reales del diseño del sistema y de los medios para limitarlos.

3.4.3 Sobretensiones atmosféricas. Las sobretensiones atmosféricas de amplitudes grandes pueden entrar a una subestación como resultado de descargas atmosféricas directas sobre una línea o como flameos inversos en una torre. La subestación debe estar protegida contra descargas directas mediante un apantallamiento eficiente.

De acuerdo con la IEC-60071-2, la tensión de prueba normalizada para sobretensiones atmosféricas tiene un tiempo de frente de $1.2\mu\text{s}$ y un tiempo de cola medio de $50\mu\text{s}$.

En la figura 1. se pueden visualizar los rangos de amplitud y duración de los tipos de sobretensiones.

Figura 1. Representación esquemática de los diferentes tipos de sobretensiones



MARTÍNEZ VELAZCO, Juan A. Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, [en línea]. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona. [Consultado 08 de Junio de 2009]. Disponible em internet: http://novella.mhhe.com/sites/dl/free/8448166973/572353/Presentacion_autores_9788448166977.pdf

3.5 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

Los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento son:

- **Nivel 1:** También llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no autorecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como transformadores, cables o interruptores.
- **Nivel 2:** También llamado medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecúa de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, barrajes y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

➤ **Nivel 3:** También llamado bajo o de protección. Está constituido por el nivel de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

3.5.1 Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (BIL o LIWL). Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos, de manera muy general, se afecta poco por la lluvia.

3.5.2 Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL o SIWL). Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.

3.5.3 Factor de seguridad. Son las relaciones entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosféricos y las tensiones máximas encontradas.

3.5.4 Tensión máxima. Es la máxima tensión eficaz fase – fase que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

3.6 CÁLCULOS DE NIVELES DE AISLAMIENTO

Hay dos métodos para el cálculo del nivel de aislamiento: Un método convencional que es utilizado para tensiones menores a 300 kV y un método estadístico que es utilizado para tensiones mayores a 300 kV. Como la subestación a diseñar es de media tensión, se utilizará el método convencional

Se aplica un factor de seguridad (KI) para relacionar el NPR y el BIL. Este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4 siendo 1.25 un valor normalmente aplicado. Para niveles de tensión inferiores a 52kV, el valor KI más utilizado es 1.4.

Se aplica un factor de seguridad KM para relacionar el NPM y el BSL. Donde $KM = 1.15$.

Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL y que depende del medio aislante así:

Equipos sumergidos en aceite, $K=0.83$

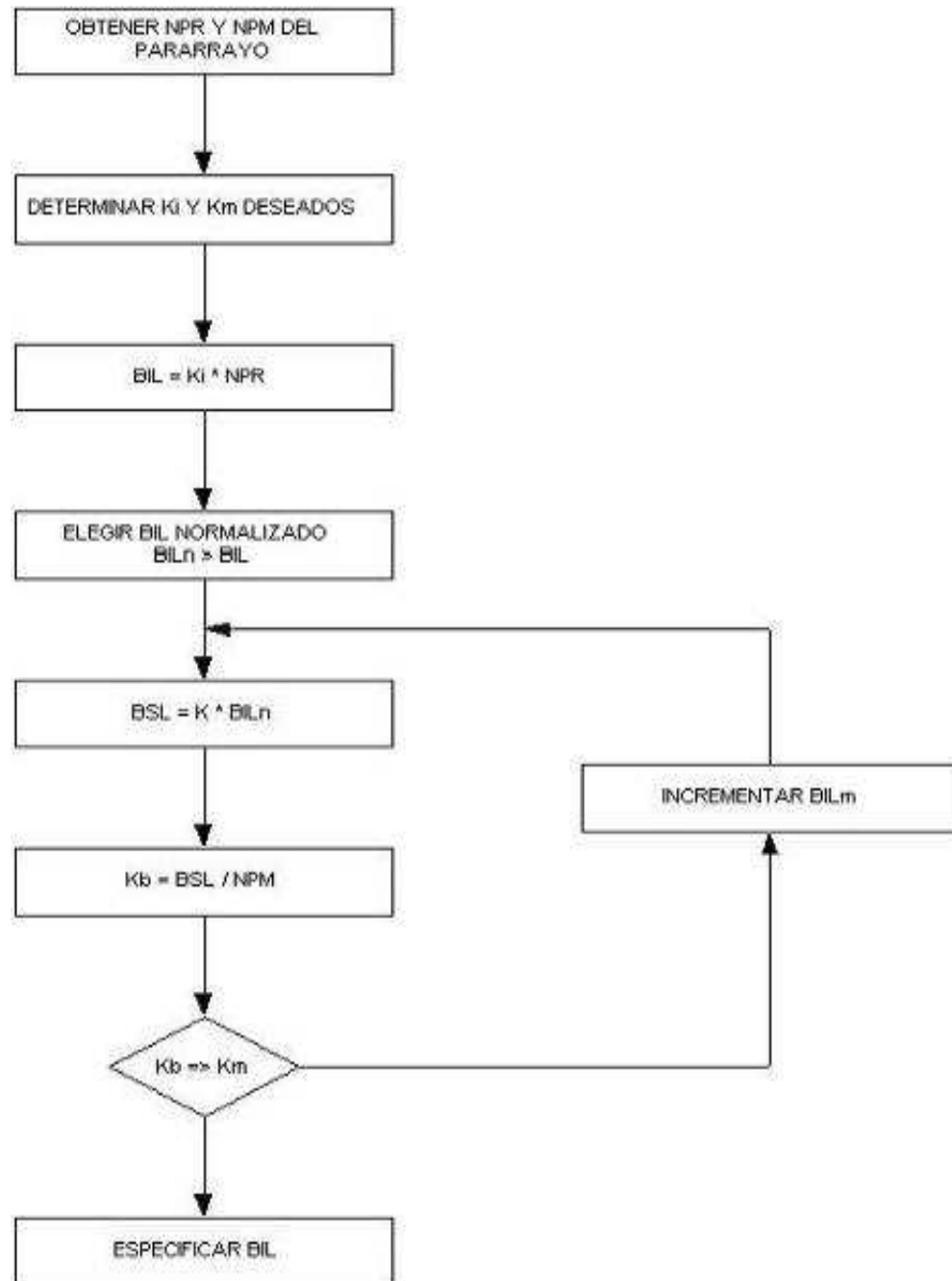
Equipos aislados al aire, $K=0.6$ a 0.75 .

A continuación se escribe el procedimiento general para determinar el BIL de un equipo. Este procedimiento es válido para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

- Obtener el NPR y el NPM del descargador.
- Determinar el K_I y el K_M deseados.
- Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico: $BIL = K_I \cdot NPR$.
- Elegir el valor normalizado por encima del BIL encontrado, obteniéndose así el BIL normalizado del equipo en consideración (BIL_N).
- Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso de maniobra: $BSL = K \cdot BIL_N$.
- Obtener la relación entre BSL y NPM: $K_F = BSL / NPM$.
- El valor determinado en el paso anterior debe ser mayor o igual a K_M : $K_F \geq K_M$.
- Si no se cumple la anterior relación se debe incrementar el BIL encontrado en el paso 4 en un nivel superior y repetir, con este nuevo valor, los pasos 5 y 6. Este incremento del BIL se debe efectuar de modo iterativo hasta obtener el $K_F \geq K_M$.
- Es suficiente con especificar el BIL del equipo ya que el BSL está directamente relacionado.

Este procedimiento se puede resumir en el diagrama mostrado en la Figura 2.

Figura 2. Diagrama de Flujo del procedimiento para obtener el BIL de un equipo por método convencional.



Fuente. Diagrama de Flujo del procedimiento para obtener el BIL de un equipo por método convencional [en línea] [Consultado el 02 de junio de 2008] Disponible en Internet:

<http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/subestacion/datosycalculos.html>

3.7 DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

Los niveles de tensión determinan las necesidades de aislamiento que garantizan la operación confiable y segura para el personal y el equipo instalado en una subestación. Dicho aislamiento impone la especificación de materiales aislantes y de distancias entre los diferentes elementos, de tal forma que los gradientes de tensión a los cuales están sometidos no rompan la rigidez dieléctrica del material aislante. A su vez, dichas distancias en conjunto con la potencia de trabajo determinan el tamaño de los equipos a utilizar.

En tal sentido, los principales factores a considerar en el dimensionamiento de una subestación son las distancias críticas fase - fase y fase - tierra para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad requeridas para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

3.7.1 Distancias de diseño. Este punto se refiere al cálculo de las distancias entre partes vivas que se requieren en instalaciones convencionales (ya sea interiores e intemperie). No se tienen en cuenta las instalaciones encapsuladas o aisladas en gas. La determinación de estas dimensiones se efectúa mediante el cálculo de las distancias dieléctricas entre las partes vivas del equipo y entre estas y las estructuras, muros, rejas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden.

- Distancia entre fases.
- Distancia entre fase y tierra.
- Distancia de seguridad.
- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
- Altura de las barras colectoras sobre el suelo.
- Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.

3.7.1.1 Determinación de distancias dieléctricas en la subestación. Para obtener la adecuada coordinación de aislamiento en una subestación es necesario fijar las distancias a través del aire entre partes vivas de fases diferentes y entre partes vivas de fase y tierra.

- **Tensión crítica de flameo (TCF):** Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

En las normas se calcula el valor de TCF a partir del nivel básico de impulso, BIL, a nivel del mar:

$$TCF_{normal} = \frac{BIL}{0.961} \quad (8)$$

- **Distancia de fase – tierra (m) :**

$$d_{\min F-T} = 1.04 (K_{atm})^{-n} \frac{BIL}{E_s} \quad (9)$$

- **Distancia de fase – fase (m):** Para los barrajes flexibles hay que tomar los desplazamientos debidos al viento o a los sismos. Para ello las distancias mínimas se pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación, para los niveles de tensión nominal UN < 230 kV.

$$d_{\min F-F} = d_{\min F-T} \cdot 2 \quad (10)$$

- **Distancias críticas para conductores flexibles (m):** En la determinación de la distancia dieléctrica para conductores flexibles se debe tener en cuenta, además del BIL de la subestación, la flecha máxima del conductor. La siguiente fórmula empírica se aplica para obtener la separación mínima que debe existir entre dichos conductores:

$$D = d + K * \sqrt{f} \quad (11)$$

Donde:

- ✓ K = 7.5 para conductores de cobre y 10 para conductores de acero-aluminio
- ✓ d, es la distancia horizontal entre fase para conductores rígidos.
- ✓ f, es la flecha máxima del conductor en centímetros.

3.7.1.2 Distancias de seguridad. Espacios que se deben conservar en las subestaciones para que el personal pueda circular y efectuar maniobras sin que exista riesgo para sus vidas. Las distancias de seguridad a través de aire están compuestas por dos términos: el primero es la distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona. El segundo término se suma al anterior y depende de la talla media de los operadores.

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

$$D = d + 0.9 \quad (12)$$

$$H = d + 2.25 \quad (13)$$

✓ D, es la distancia horizontal en metros que se debe respetar en todas las zonas de circulación.

✓ H, es la distancia vertical en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación. Nunca debe ser menor de 3 metros.

✓ d, es la distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL de la zona. La distancia mínima para vehículos será:

$$D = (d+0.7) + 0.9 \quad (14)$$

$$H = (d+0.7) + 2.25 \quad (15)$$

La distancia mínima para áreas de trabajo será:

$$D = (d+1.75) + 0.9 \quad (16)$$

$$H = (d+1.25) + 2.25 \quad (17)$$

3.7.1.3 Altura de los equipos sobre el nivel del suelo. Esta altura se considera también como el primer nivel de barras (h_s).

La altura mínima h_s , de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aisladas por barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor de 2.25 metros.

Prescindiendo de las tablas, la altura mínima de las partes vivas de cualquier equipo se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \cdot U_m \quad (18)$$

Donde U_m es la máxima tensión de diseño del equipo en cuestión.

3.7.1.4 Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo. La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar una persona por debajo de las barras, esta reciba la sensación del campo eléctrico. La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras (h_e), considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente:

$$h_e = 5.0 + 0.0125 \cdot U_m \quad (19)$$

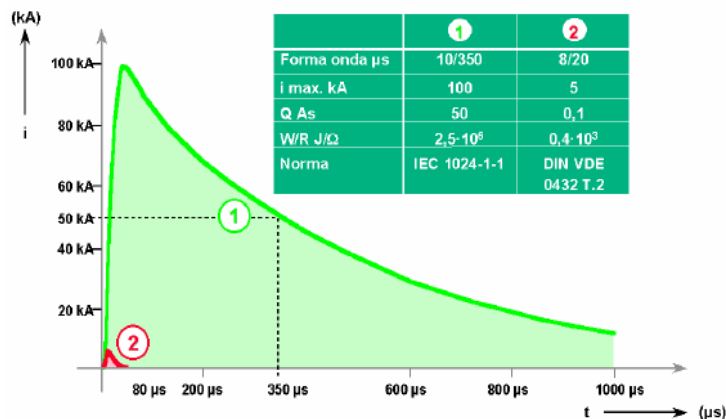
3.7.1.5 Altura de remate de las líneas de transmisión. Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación no deben rematar a una altura h_l inferior a 6m. Dicha altura se puede obtener de la relación:

$$h_l = 5.0 + 0.006 \cdot U_m \quad (20)$$

3.8 APANTALLAMIENTO

Efectivamente no existen medios para evitar las descargas atmosféricas creadas por tormentas eléctricas, pero existen medidas que permiten ejercer un control que ofrezca seguridad a las personas y a los equipos eléctricos y electrónicos. Por tanto las precauciones de protección apuntan hacia los efectos secundarios y a las consecuencias de una descarga eléctrica atmosférica. La descarga de un rayo genera una onda de choque como la de la figura 3.

Figura 3. Impulso de corriente tipo rayo



Fuente: TORRES SANCHEZ, Horacio. El Rayo, Mitos, Leyendas, Ciencia y Tecnología. Bogotá D.C. Editorial Universidad Nacional de Colombia UNIBIBLOS, 2002. p. 202.

3.8.1 Definiciones NTC- 4552

3.8.1.1 Sistema de protección externo contra rayos SPE. Es el conjunto de elementos comprendido por terminales de captación, bajantes, puesta a tierra de protección contra rayos, conectores, herrajes, soportes y otros, cuya función es captar las descargas y conducir las a tierra en forma segura, ejerciendo un control sobre la descarga.

3.8.1.2 Terminal de captación o dispositivo de interceptación de rayos (Air Terminal). Elemento metálico cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Comúnmente se conoce como pararrayos.

3.8.1.3 Anillo equipotencial (Equipotencial Ring). Elemento conductor utilizado para interconectar los terminales de captación y/o bajantes, con el fin de proveer equipotencialidad y distribuir la corriente del rayo.

3.8.1.4 Conductor bajante (Down Conductor). Elemento conectado eléctricamente entre los terminales de captación o red de terminales de captación y la puesta a tierra de protección contra rayos PTPR, cuya función es conducir la corriente de rayo que pueden incidir sobre la instalación a proteger.

3.8.1.5 Puesta a tierra de protección contra rayos PTPR. Conductor o grupo de ellos inmerso en el suelo, cuya función específica es dispersar y disipar las corrientes del rayo en el suelo. Esta puesta a tierra hace parte del sistema de puesta a tierra general de la edificación.

3.8.1.6 Transitorio (Transient). Es el cambio en las condiciones de energía de un sistema entre dos estados estables, de corta duración comparado con la escala de tiempo de interés.

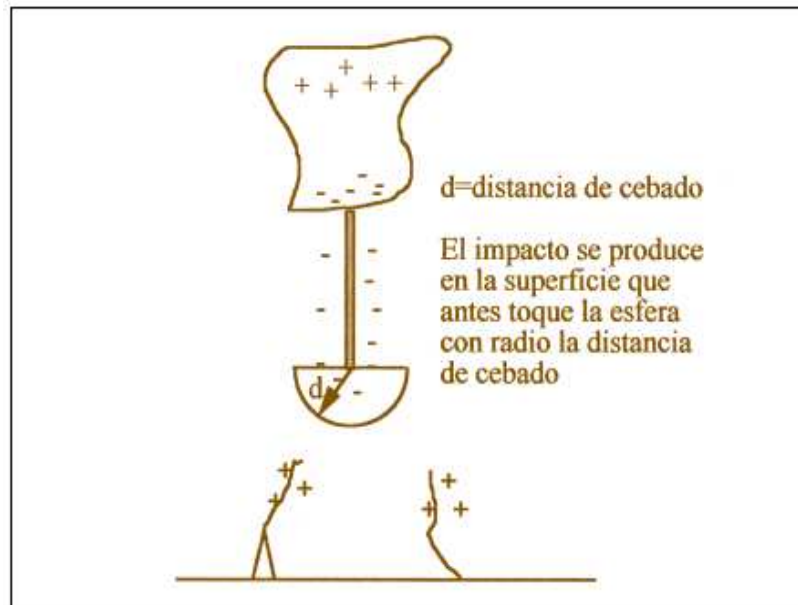
3.8.2 Metodología. Se basa en las normas NTC-4552 y la NFPA-780, en las cuales se establecen procedimientos para el dimensionamiento de protección contra descargas atmosféricas. Estos procedimientos parten de evaluar el nivel de riesgo a que está sometida la edificación en estudio. El nivel de riesgo dependerá de diferentes factores, especialmente, el nivel cerámico, la ubicación de la instalación a proteger y las características de los equipos que en ella se encuentran³.

A partir del resultado de la evaluación del nivel de riesgo se estima el nivel de protección a adoptar. La necesidad de una protección integral contra rayos y sobre tensiones se fundamenta, en primer lugar, en aportar seguridad a las personas y, en segundo lugar, en proteger instalaciones y equipos por su valor económico, por

³ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas. Principios generales. Bogotá D.C. ICONTEC, 2004. p.3. NTC-4552

la importancia de la función que desempeñan o por las dificultades y el coste que supone la eventual sustitución o reparación de los mismos.

Figura 4. Proceso de Impacto de un Rayo



Fuente: TORRES SÁNCHEZ, Horacio. El Rayo, Mitos, Leyendas, Ciencia y Tecnología. Bogotá D.C. Editorial Universidad Nacional de Colombia UNIBIBLOS, 2002. p. 70.

Para identificar las zonas vulnerables de la edificación que son susceptibles a ser impactadas por un rayo se emplean modelamientos tridimensionales de la edificación asistidos por Auto CAD, con base en el modelo matemático llamado electro geométrico. Este se estableció en los años 50 con el fin de estudiar el proceso de conexión entre las descargas atmosféricas y las estructuras en el suelo, de aplicación a las descargas negativas descendentes, basado en la propagación del precursor negativo, representado por una línea cargada que desciende en línea recta desde la nube al suelo, y en el campo eléctrico inducido en las estructuras situadas en la superficie del terreno, que al alcanzar el valor de cebado produce la descarga positiva, para finalmente producirse la unión de las dos, salvando una distancia, tanto mayor cuanto mayor es la carga del precursor negativo, con conceptos tales como los expresados en la figura 4.

3.8.3 Determinación del nivel de riesgo. El objeto de la evaluación del nivel de riesgo es la de determinar la adopción de un sistema de protección contra rayos en una estructura o instalación dada, y las acciones que permitan disminuir el riesgo a un nivel tolerable.

El nivel de riesgo se obtiene de la ponderación de los indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que puede implicar un impacto directo o indirecto del rayo sobre la estructura o instalación.

3.8.4 Nivel ceráunico. El Nivel Ceráunico (NC) se define como el número de días al año en los cuales es oído por lo menos un trueno, NTC-4552 [3.25] y el valor máximo que se puede presentar es 365.

Para la evaluación de la actividad de rayos en el área de estudio, se trabajaron los datos de nivel ceráunico (NC) y la densidad de descargas atmosféricas a tierra (DDT) multianuales con los datos de la Red Colombiana de Medición y Localización de Descargas Atmosféricas, RECMA, y se representa el NC mediante curvas de distribución de probabilidad acumulada, NTC-4552 [5.1.2]., que sirven para hacer inferencias mas objetivas en el caso de comparaciones cualitativas y comparativas a nivel global, regional o local del país.

Este nivel posee en Colombia la distribución espacio—temporal presentada en el mapa de niveles ceráunicos de la Figura 5.

3.8.5 Densidad de descargas atmosféricas (DDT). La densidad de descargas atmosféricas se define como el número de descargas individuales por kilómetro cuadrado/año, NTC-4552 [3.9]. La densidad de descargas a tierra es un parámetro complementario al Nivel Ceráunico, que permite cuantificar la incidencia de rayos en una zona determinada. Se mide en áreas de 300x300 km a nivel global, 30x30 km a nivel regional y 3x3 km a nivel local.

De acuerdo con H. Torres⁴, existen muchas formulaciones propuestas por otros entes investigadores como CIGRE/IEEE/IEC y Ericsson para determinar la DDT, pero que aplican para latitudes por encima de los 23° norte o sur, mas no se cumplen para países de latitudes tropicales como Colombia. De ahí surgió la necesidad de desarrollar una ecuación en función del NC que aplicara para la geografía colombiana. La ecuación propuesta en la norma NTC-4552-2004, para calcular la densidad de descargas a tierras es: $DDT = 0.0017 \times NC^{1.56}$

⁴ TORRES SÁNCHEZ, Horacio. El Rayo, Mitos, Leyendas, Ciencia y Tecnología. Bogotá D.C. Editorial Universidad Nacional de Colombia UNIBIBLOS, 2002. 133 p.

Figura 5. Mapa de Nivel Cerámico de Colombia



Fuente: Mapa de Nivel Cerámico de Colombia [en línea]. Bogotá D.C.: Universidad Nacional (Grupo de investigación PASS-UN), 2009 [consultado 15 de Abril de 2009] Disponible en Internet: <http://www.paas.unal.edu.co/investigacion/RiskFile2008/mapa.html>

Teniendo en cuenta el mapa de niveles isocerámico de Colombia elaborado en la universidad nacional en la figura 5 para hallar el nivel cerámico de cada ciudad "NC"

3.8.6 Índice de riesgo por rayo. Este indicador se obtiene a partir de la Densidad de Descargas a Tierra DDT y la corriente pico absoluta promedio (I_{abs}).

Colombia registra un valor medio de la magnitud de corriente de descargas eléctricas (I_{abs}) de 43kA, valor estimado mediante mediciones de campo eléctrico a menos de 100 km y aplicando el modelo MTL⁵.

$$\text{Corriente Pico Absoluta Promedio } (I_{abs}) = 43 \text{ Ka}$$

Para determinar el indicador de los Parámetros del Rayo se cruzan los datos en la siguiente tabla (1) [NTC-4552]:

Tabla 1. Índice de Riesgo por Rayos

INDICE DE RIESGO POR RAYOS				
Desidad de descargas a tierra (Descargas/Km ² - año)	CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO(KA)			
	RDDT / Rlabs	40≤labs	20≤labs<40	labs<20
30≤DDT	1	1,000	0,895	0,790
15≤DDT<30	0.75	0,825	0,720	0,615
5≤DDT<15	0.5	0,650	0,545	0,440
DDT < 5	0.25	0,475	0,370	0,265
<div>SEVERAS</div> <div>ALTAS</div> <div>MODERADAS</div> <div>BAJAS</div>				

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. p. 12.

3.8.6.1 Índice de gravedad. Este indicador se relaciona con la estructura objeto de estudio, como son el uso, el tipo de estructura (metálica, mixta, no metálica), y la relación entre área y altura de la misma.

Sumando los valores de los índices relacionados con la estructura determinados en las Tablas (2), (3) y (4) se obtiene la gravedad que se puede presentar en la estructura:

⁵Ibíd., p. 298.

Tabla 2. Valores del índice relacionado con el uso de la estructura

Clasificación de Estructuras	Uso de la Estructura	Valor del Índice
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parque de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones.	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos.	20
D	Estructuras no habitadas	0

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. 13 p

Tabla 3. Valores del índice relacionado con el tipo de estructura

Tipo de Estructura	Valor del Índice
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. p. 13.

Tabla 4. Valores del índice relacionado con la altura y el área

Altura y área de la estructura	Valor del Índice
Área menor a 900m ²	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900m ²	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. p. 13.

De acuerdo con las tablas anteriores se realiza la calificación del índice de gravedad relacionado con la estructura. La siguiente tabla resume las calificaciones dadas:

Ahora la suma de los índices de gravedad se busca en los valores dados en la tabla 5 para determinar la gravedad relacionada con la estructura:

Tabla 5. Niveles de Gravedad

Suma de índices de gravedad	Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Moderada
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. p. 12.

Ubicando la suma de los índices de gravedad en la tabla 5, se determina la gravedad relacionada con la estructura.

Para concluir la evaluación se plantean en la matriz de factor de riesgo los dos valores derivados de la evaluación del índice de riesgo por rayos y la gravedad relacionada con la estructura acorde con la NTC-4552:

Tabla 6. Matriz de factor de riesgo

MATRIZ DE FACTOR DE RIESGO				
GRAVEDAD RIESGO POR RAYO	Severa	Alta	Moderada	Baja
Severo				
Altos				
Moderados				
Bajos				

CALIFICACION

ALTO
MEDIO
BAJO

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. p.13.

El nivel de riesgo determina que el Sistema Integral de Protección Contra Rayos de acuerdo con la NTC-4552[14] debe estar conformado por:

Tabla 7. Clasificación del nivel de riesgo

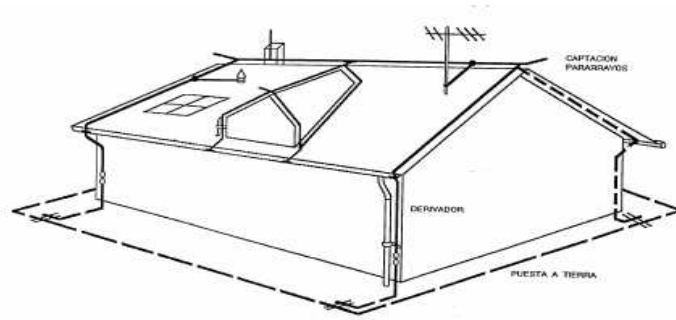
Nivel de Riesgo	Acciones Recomendadas
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI para acometidas aéreas.
	Cableados y PT según NTC-2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC-2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC-2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. p. 14.

3.8.7 Sistema integral de protección. En un sistema de protección integral se distinguen básicamente dos partes: protección externa de los edificios e instalaciones contra descargas directas de rayo, incluyendo la instalación de puesta a tierra, necesaria para dispersar la corriente del rayo, y protección interna de las redes técnicas de energía y de datos que acceden a los equipos y cuyo principal objetivo es reducir los efectos eléctricos y magnéticos de las corrientes de rayo dentro del espacio a proteger.

3.8.8 Sistema de protección externo. La protección externa contra rayos es el conjunto de elementos situados en o sobre el objeto a proteger y que sirven para captar y derivar la corriente del rayo a la instalación de tierra. Dicha protección consta principalmente de una instalación captadora, derivador y su conexión con la toma de tierra de protección.

Figura 6. Sistema de Protección externo

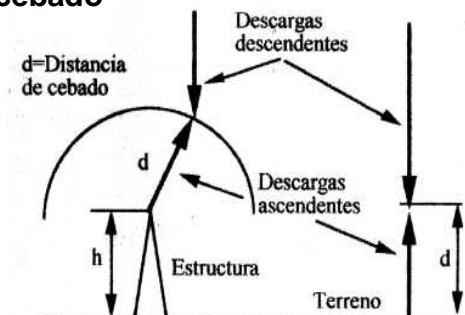


Fuente: Protección integral contra rayos y sobretensiones [en línea]. [Consultado 20 de Mayo de 2009]. Disponible en Internet:

http://www.dehn.de/www_DE/PDF/ESPANA/pdf05/integral.pdf

3.8.8.1 Distancia de cebado. Se define como la distancia máxima (d), medida desde la parte superior de una estructura o desde el terreno, que una descarga descendente, de carga Q , salva para unirse con la descarga ascendente, cuyo origen está en la estructura o en el terreno, dando lugar a una descarga de intensidad I .

Figura 7. Distancia de cebado



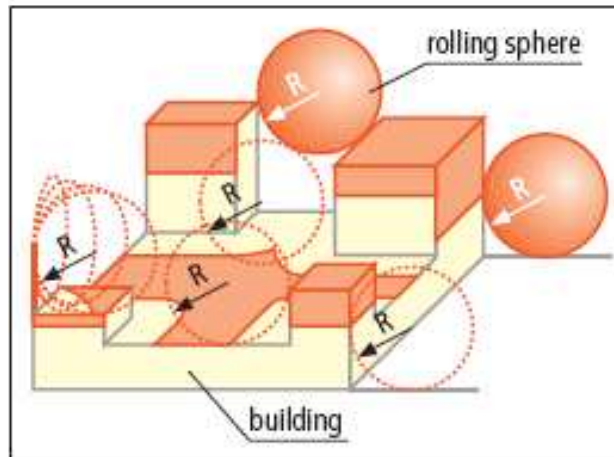
Fuente: Distancia de cebado [en línea]. La protección contra el rayo en la normativa española. Universidad Pública de Navarra. [Consultado 14 de Junio de 2009] Disponible en Internet:

<http://www.alcion.es/Download/ArticulosPDF/mi/04articulos.pdf>

3.8.8.2 Esfera rodante. Con base al concepto de distancia de cebado se aplica el método de esfera rodante haciendo rodar una esfera de radio correspondiente a la distancia de cebado que se pretende controlar. Este método se fundamenta en el concepto de distancia de atracción de la descarga por una estructura según la cual el rayo saltará al primer conductor dentro de la distancia de cebado.

La distancia d de atracción determina la posición de la estructura interceptora con respecto a la estructura protegida y permite establecer cuál es el área de cubrimiento de una estructura para una corriente dada. Ver figuras 8 y 9.

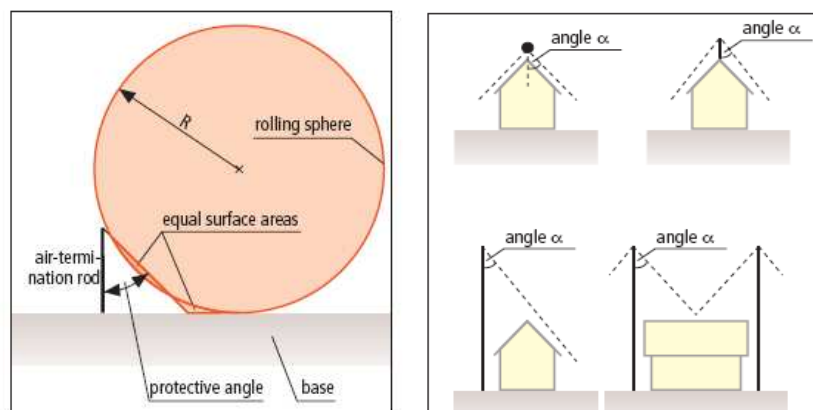
Figura 8. Método de la esfera rodante



Fuente: Distancia de cebado [en línea]. La protección contra el rayo en la normativa española. Universidad Pública de Navarra. [Consultado 14 de Junio de 2009] Disponible en Internet:

<http://www.alcion.es/Download/ArticulosPDF/mi/04articulos.pdf>

Figura 9. Zona de cobertura de una punta captadora



Fuente: DÍAZ, Pablo. Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución. México D.F. McGraw-Hill, 2001. p. 206.

3.8.8.3 Terminales de captación. El dispositivo de captación del rayo agrupa todos los elementos o partes metálicas sobre las que el rayo debe impactar. Estos pueden estar emplazados por encima o al lado de la edificación que debe ser protegida y sirven como blanco para el impacto de la descarga atmosférica. La instalación captadora podrá realizarse mediante puntas tipo Franklin o jaula de Faraday. En su ejecución deberá seguirse las directrices contenidas en la normativa en cuanto a niveles de protección, y características de materiales.

Todos los elementos que sobresalgan de la edificación, tales como chimeneas, aristas, áticos, canales de aguas lluvias, etc., son preferidos por el rayo para su impacto y deben protegerse mediante puntas o mallas adicionales.

Figura 10. Fotos DEHN, Catalogo de productos. Elementos Captadores



3.8.8.4 Bajantes y derivaciones. El objetivo de los bajantes es derivar la corriente del rayo que incide sobre la estructura e impacta en los elementos de interceptación.

Las bajantes reflejan el compromiso de una protección técnicamente adecuada y a su vez económica, puesto que mediante el incremento del número de bajantes, se logra una reducción de la magnitud de la corriente que circula por cada bajante y de la tasa de ascenso de la corriente del rayo, disminuyendo así mismo, la magnitud de las inducciones magnéticas en los lazos metálicos de la instalación y las diferencias de potencial a tierra, NTC-4552[22].

Figuras 11. Fotos DEHN, Catalogo de productos, Bajantes y Derivadores



3.8.9 Instalación de tierra. A través de ella la corriente del rayo se dispersa en el terreno. Para su realización se utilizan diferentes sistemas: tomas de tierra de cimientos, tomas de tierra superficiales o tomas de tierra de profundidad.

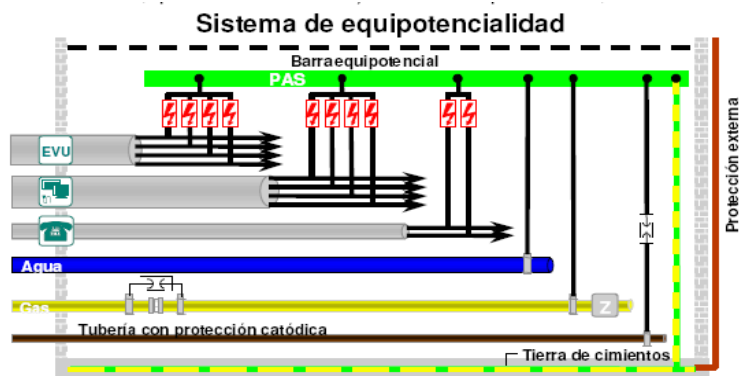
Todo el sistema de protección se basa en conseguir la equipotencialidad de las tierras. Debe contemplarse sólo una para toda la instalación.

Las diferencias de potencial que puedan surgir entre diferentes elementos metálicos de la instalación se evitan mediante la aplicación del concepto de equipotencialidad de protección, esto es, la unión de todas las estructuras metálicas, tanto entrantes al edificio (tuberías, armaduras metálicas de cables de energía o transmisión de datos), como interiores al mismo (armarios metálicos, armaduras de estructuras de hormigón armado, partes metálicas de la instalación, etc.).

Todo lo dicho para estructuras metálicas se hace extensivo para cables, tanto de transporte de energía como de transmisión de datos, que deben unirse a través de descargadores al punto común de tierra o barra equipotencial, que a su vez debe estar unida a la red de tierras. Estos elementos merecen un tratamiento especial dado que pueden transmitirse sobre tensiones provenientes de las líneas a equipos eléctricos o electrónicos, y por tanto es necesario, para la protección de dichos equipos, intercalar descargadores que deriven las corrientes y limiten las sobretensiones que puedan aparecer, a valores que no afecten en modo alguno tanto a su integridad como a su correcto funcionamiento.

Todos los elementos reseñados se unen así a través de una barra equipotencial, que a su vez se une al anillo de tierra, y a la cual están conectados los derivadores de la instalación de pararrayos, de modo que se garantiza la equipotencialidad de dicho edificio, que pasa a constituir una jaula Faraday, inmune al efecto que las sobretensiones pudieran ocasionar, ya que no está afectada de ninguna diferencia de potencial entre sus elementos.

Figura 12. Sistema de Equipotencialidad



Fuente: Protección integral contra rayos y sobretensiones [en línea], DEHN. [Consultado 20 de Mayo de 2009]. Disponible en internet http://www.dehn.de/www_DE/PDF/ESPANA/pdf05/integral.pdf

3.8.9.1 Protección interna. Bajo el concepto de protección interna se considera una serie de medidas encaminadas a reducir y evitar los efectos que producen las sobretensiones originadas por la descarga del rayo y los campos electromagnéticos asociados, así como las sobretensiones transmitidas por las líneas entrantes al edificio, ocasionadas por descargas en dichas líneas, procesos de conmutación en la red de alta tensión, maniobras red-grupo-red, arranque de motores, asociación de condensadores para regulación del factor de potencia, y elevación del potencial de la toma de tierra debido a descargas en las proximidades de la instalación (por ejemplo, en la línea de alta tensión cercana al edificio).

Su objetivo es la protección de los equipos eléctricos y electrónicos, estos últimos de gran vulnerabilidad, dadas las pequeñas tensiones de aislamiento que soportan y su extrema sensibilidad a las perturbaciones reseñadas anteriormente.

3.9 CÁLCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

El Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas RETIE⁶, en revisión más reciente a la norma 2050 establece en el artículo 15 del capítulo de Puestas a tierra que toda instalación eléctrica cubierta en dicho reglamento debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), en tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a

⁶ Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. RETIE: Resolución 181294 PROCOBRE y CIDET Agosto 6. 4 ed. Ministerio de minas y energía. República de Colombia Bogotá D.C. de 2008. 86 p

tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales de soportabilidad, cuando se presente una falla, y se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima corriente que pueden soportar, debida a la tensión de paso o de contacto y no el valor de la resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

Un bajo valor de resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el máximo potencial de tierra, por tanto al diseñar un sistema de puesta a tierra, es fundamental determinar tensiones máximas aplicadas al ser humano en caso de falla [7].

A continuación se presenta la metodología seguida en el aplicativo DimeSEMT para el cálculo de una malla de puesta a tierra teniendo en cuenta los lineamientos del estándar 80 de IEEE, versión año 2000.⁷

3.9.1 Función de una malla de puesta a tierra. Entre las más importantes se tienen:

- Evitan sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, operación o maniobras de interruptores.
- Proporcionar una vía rápida de descarga de baja impedancia con el fin de mejorar y asegurar el funcionamiento de protecciones.
- Proporcionar seguridad al personal de la subestación

3.9.2 Requisitos de una malla de puesta a tierra. Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.

⁷ IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding Standard IEEE80-2000, Enero 2000. p. 21.

- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión

3.9.3 Tensiones de paso y contacto permisibles

3.9.3.1 Tensión de paso. Es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona; su valor permisible esta dado por:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (21)$$

Donde:

- ✓ E_p = Tensión de Paso Permisible en voltios.
- ✓ ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno en (Ω -m).
- ✓ t = Duración máxima de falla en segundos.

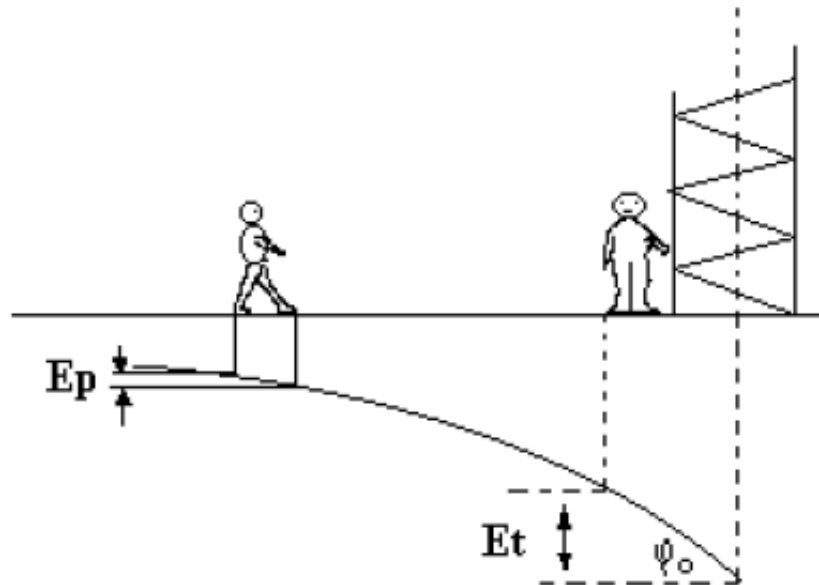
3.9.3.2 Tensión de contacto. Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_t = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (22)$$

Donde:

E_t = Tensión de Contacto Permisible en voltios.

Figura 13. Tensión de Paso E_p y de Contacto E_t .



Fuente: DIAS, Pablo. Soluciones practicas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos. Tensión de Paso E_p y de Contacto E_t . Editorial Mc Graw Hill, 2001.

3.9.4 Dimensionamiento de una malla de puesta a tierra. El dimensionamiento de una malla a tierra está afectado por las siguientes variables:

- Tensión Permisible de Paso.
- Tensión Permisible de contacto.
- Configuración de la malla.
- Resistividad del terreno
- Tiempo máximo de despeje de la falla.
- Conductor de la malla.
- Profundidad de instalación de la malla.

3.9.4.1 Selección del conductor de la Malla de puesta a tierra. Para calcular la sección del conductor se aplica la siguiente ecuación:

$$Ac = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{Tcap \cdot 10^{-4}}{Tc \cdot \beta \cdot \rho r} \right) \cdot \ln \left(\frac{Ko + Tm}{Ko + Ta} \right)}} \quad (23)$$

En donde:

- ✓ Ac = Área de la sección transversal del conductor en mm².
- ✓ I = Corriente del conductor en (kA RMS).
- ✓ Tm= Máxima temperatura permisible en (°C)
- ✓ Ta = Temperatura ambiente (°C).
- ✓ β= Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura.
- ✓ Ko= Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.
- ✓ Rr = Resistividad del conductor de tierra a la temperatura Tr (micro ohmios - cm)
- ✓ Tc= Tiempo que fluye la corriente de falla en segundos
- ✓ Tcap= Factor de capacidad térmica dado en la tabla 1, página 42 del estándar 80-2000 de IEEE.⁸

Sin embargo, la sección mínima recomendable es 2/0 AWG para la malla y 5/8" para las varillas, estos valores mínimos están de acuerdo con prácticas internacionales.

3.9.4.2 Tensiones Reales de Paso y de Contacto. La tensión de paso real en una subestación está dada por:

$$E_p = k_s k_i \frac{\rho I}{L} \quad (24)$$

En donde:

- ✓ Ep = Tensión de paso real en voltios.
- ✓ ks = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.
- ✓ ki = Coeficiente de irregularidad del terreno.
- ✓ ρ = Resistividad del suelo (Ω-m).
- ✓ I = Corriente máxima de falla (Amp).
- ✓ L = Longitud total del conductor (m).

⁸ IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding Standard IEEE80-2000, Enero 2000.

La tensión de contacto real está dado por:

$$E_t = k_m k_i \frac{\rho I}{L} \quad (25)$$

Donde:

- ✓ Et = Tensión de contacto en voltios.
- ✓ km = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

3.9.4.3 Determinación de los coeficientes km, ki, ks. Para la determinación de los coeficientes es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

- ✓ A= Longitud de la malla (m).
- ✓ B= Ancho de la malla (m).
- ✓ L= Longitud total del conductor (m).
- ✓ n= Número de conductores en paralelo de longitud A.
- ✓ m= Número de conductores en paralelo de longitud B.
- ✓ D= Espaciamiento entre conductores (m).
- ✓ h= Profundidad de enterramiento (m).
- ✓ d= Diámetro del conductor (m)

La longitud total del conductor está dada por

$$L = n \times A + m \times B \quad (26)$$

Donde:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{D^2}{16hd} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \dots \right) \quad (27)$$

n-2 términos

$$k_i = 0.65 + 1.72 n \quad n \leq 7 \quad (28)$$

$$k_i = 2.0 \quad n > 7 \quad (28a)$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} \dots \right) \quad (29)$$

3.9.4.4 Valor de la Resistencia de la Malla

Se emplea la ecuación (52) de la página 65 estándar 80-2000 de la IEEE.

$$RG = P \left(\left(\frac{1}{L_c} \right) + \frac{1}{\sqrt{20} Am} \cdot \left(1 + \left(\frac{1}{\left(1 + H \sqrt{\frac{20}{Am}} \right)} \right) \right) \right) \quad (30)$$

Donde:

- ✓ RG= Resistencia de la Tierra.
- ✓ P= Resistividad del piso.
- ✓ Lc= Longitud total de los conductores de la malla.
- ✓ Am= Área de la malla.
- ✓ H= Profundidad de conductores de la malla.
- ✓ Nv= Número de varillas a enterrar.
- ✓ R= Longitud de la varilla.
- ✓ D= Espaciamiento entre conductores.

3.9.4.5 Corriente de la Malla. De la ecuación (73) Pág. 78 estándar 80-2000 de la IEEE.

$$I_g = Sf \cdot 3 \cdot I_o \quad (31)$$

De acuerdo con la ecuación (64) Pág. 73, estándar 80-2000 de la IEEE.

$$IG = Cp \cdot Df \cdot I_g \cdot Sf \quad (32)$$

Donde:

- ✓ IG= Máxima corriente de la malla en amperios.
- ✓ Cp = Factor de proyección
- ✓ Df = Factor de decremento.
- ✓ Ig = Corriente simétrica RMS de falla a tierra en amperios.

3.9.4.6 Comparaciones de tensión

$$GPR = IG \cdot RG \quad (33)$$

Donde:

GPR= Gradiente de Potencial de resistencia de tierra.

3.10 CÁLCULO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)

Los transformadores de potencial se instalan normalmente en sistemas con tensiones nominales superiores a los 600 V ya que las mediciones de tensión no son hechas directamente de la red primaria sino a través de éstos.

Tienen como finalidad aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario) y reproducir lo más fielmente posible los efectos transitorios y de régimen permanente del circuito de alta tensión en el circuito de baja tensión.

Tensión máxima del equipo (fase-fase): Igual a la tensión máxima del sistema.

Tensión nominal primaria del equipo (fase-tierra): Según la norma IEC-600186, es igual a la tensión nominal del sistema. Para transformadores monofásicos conectados entre línea y tierra o conectados entre neutro y tierra la tensión nominal primaria es la tensión nominal del sistema dividida por $\sqrt{3}$.

3.10.1 Tensión nominal secundaria. Esta se selecciona de acuerdo con la práctica seguida en la localidad de utilización de los transformadores.

- Basado en la práctica corriente en países europeos y según la IEC-600186:
100 y 110V
200V para circuitos secundarios largos.
- Basado en la práctica corriente en USA y Canadá y según norma ANSI C57.13:
 - ✓ 120V para sistemas de distribución ($U_n \leq 34.5\text{kV}$)
 - ✓ 115V para sistemas de transmisión ($U_n > 34.5\text{kV}$)
 - ✓ 230V para circuitos secundarios largos.

Para los transformadores monofásicos conectados fase-tierra en sistemas trifásicos donde la tensión primaria es dividida por $\sqrt{3}$ la tensión secundaria es uno de los valores mencionados arriba dividido por $\sqrt{3}$.⁹

⁹ MARTÍNEZ HERRERA, Jose Luis. Análisis técnico económico de la ampliación de la subestación de 69 kV, del ingenio Santa Ana. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Guatemala, Agosto de 2006. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería mecánica eléctrica. p. 10.

3.10.2 Cargabilidad o capacidad nominal de los TP's. Los valores normalizados por las normas IEC-186 son:

10 – 15 – 25 – 30 – 50 – 75 – 100 – 150 – 200 – 300 – 400 – 500 VA.

Los valores subrayados son los preferidos.

Los valores normalizados por ANSI C57.13 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 8. Valores Normalizados según ANSI para los TP's

Designación	VA	f.p.
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

Fuente. MARTÍNEZ HERRERA, Jose Luis. Análisis técnico económico de la ampliación de la subestación de 69 kV, del ingenio Santa Ana. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Guatemala, Agosto de 2006. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería mecánica eléctrica. p. 11

3.10.3 Exactitud de los TP's

3.10.3.1 Para medición: Las clases de exactitud según las normas IEC-600186. son:

0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0

Las clases de exactitud según las normas ANSI C57.13 son:

0.3 – 0.6 – 1.2

Para protección solamente: Las clases de precisión normalizadas por IEC son: 3 y 6%.

Las clases de precisión normalizadas por la norma ANSI son las mismas de medición.

3.11 CÁLCULO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)

Los transformadores de corriente son utilizados para las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen el devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del TC vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado aún si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. De esta forma, la corriente que circula en el primario de los TC's está determinada por el circuito de potencia.

3.11.1 Valores Nominales

3.11.1.1 Corriente primaria nominal. Las corrientes primarias nominales y las relaciones nominales están normalizadas de la siguiente forma: IEC600185

Relación sencilla: 10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 Amperios. Y sus múltiplos decimales y fraccionarios; los valores preferidos están subrayados.

Relación múltiple: Los valores normalizados anteriormente rigen para el valor más bajo de la corriente nominal primaria.

3.11.1.2 Corrientes secundarias nominales. Los valores nominales son 1A, 2A y 5A, pero el valor preferido por la norma IEC-600185 es 5A.

Para la norma ANSI el valor nominal secundario es 5A.

3.11.2 Cargabilidad o capacidad nominal para medición de los TC's. Los valores normalizados por las normas IEC son:

2.5 – 5 – 10 - 15 – 30VA

Los valores normalizados por la norma ANSI están determinados en la siguiente tabla:

Tabla 9. Valores Normalizados según ANSI para los TC's

DESIGNACIÓN BURDEN	VA
B 0.1	2.5
B 0.2	5
B 0.5	12.5
B 1	25
B 2	50
B 4	100
B 8	200

Fuente. MARTÍNEZ HERRERA, Jose Luis. Análisis técnico económico de la ampliación de la subestación de 69 kV, del ingenio Santa Ana. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Guatemala, Agosto de 2006. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería mecánica eléctrica. p. 14.

3.11.3 Cargabilidad o capacidad nominal para protección de los TC's. Los valores según las normas IEC son: Error / P / Veces In, cargabilidad continua 10 P 20, 30 VA.

Los valores según la norma ANSI son: Error / Método para determinarlo / Tensión secundaria máxima 10 C ó T 300

3.11.4 Clases de exactitud de los transformadores de corriente

➤ **Transformadores de corriente para medición:** Son los que se disponen para alimentar instrumentos indicadores, contadores de energía, etc.

Las clases de exactitud según las normas IEC son: 0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0.

Las clases de precisión según las normas ANSI son: 0.1 - 0.3 – 0.6 – 1.2

➤ **Transformadores de corriente para protección:** Son los que se disponen para alimentar las bobinas de disparo de los relés de protección.

Las clases de precisión normalizadas por las normas IEC son: 5 y 10 P.

Las clases de precisión normalizadas por las normas ANSI son: 5 y 10 C o T

4. MANUAL DE USUARIO DEL APLICATIVO DimeSEMT

Como referencia que permita al usuario entender fácilmente la operación del desarrollo y programación, a continuación se presenta la información básica, general y específica de todas las hojas de cálculo que conforman el aplicativo DimeSEMT, explicando claramente qué función cumple cada una de las celdas de cálculo.

Para ingresar al aplicativo debe abrir el archivo de MS Excel DimeSEMT, el cual inicia en la hoja de cálculo llamada PRINCIPAL que contiene un cuadro de registro como se ilustra en la Figura 12.

Principal.

Figura 14. Hoja de inicio “Principal”

C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO EXTERIOR.											
(MT = 1<V<57.5 kV : RETIE ART 9 - NTC 1340)											
NOMBRE DEL PROYECTO:											
FECHA:					Miércoles, 10 de Junio de 2009						
MUNICIPIO DONDE SE CONSTRUIRA*:											
NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIA: (V)											
NÚMERO DE LÍNEAS PRIMARIAS:											
CONFIGURACIÓN PRIMARIA:											
NIVEL DE TENSIÓN SECUNDARIA: (V)											
NÚMERO DE LÍNEAS SECUNDARIA:											
CONFIGURACIÓN SECUNDARIA:											
NÚMERO DE TRANSFORMADORES:											
<p>NOTA: Ingresar los datos requeridos en las celdas de color Amarillo</p> <p>*Si el municipio no se encuentra en la lista crear uno nuevo en la hoja PARÁMETROS AMBIENTALES.</p>											
<p>PARÁMETROS AMBIENTALES / TRANSFORMADOR / INTERRUPTOR / SECCIONADOR / CUCHILLA D</p>											

En esta hoja de inicio se encuentran los requisitos básicos para que se desarrolle el aplicativo, las celdas de color amarillo identifican los datos a ingresar y las celdas en gris identifican los resultados. (Ninguna celda en color amarillo del aplicativo puede quedar en blanco).

Nombre del proyecto: Campo de texto donde se describirá el nombre del cual usted llamara su proyecto.

Fecha: Opción formulada para que esté actualizada diariamente.

Municipio donde se construirá: Campo de selección de listado de municipios determinados; si no se encuentra el municipio requerido cree un nuevo municipio. Es necesario seleccionar un municipio para cada caso.

Nivel de tensión primaria: Campo de selección de listado de niveles de media tensión.

Número de líneas primarias: Campo numérico para ingresar el número de líneas primarias.

Configuración primaria: Campo de selección de listado predeterminado con las configuraciones de barrajes más comunes.

Nivel de tensión secundaria: Campo de selección de listado predeterminado con los niveles de media tensión.

Número de líneas secundarias: Campo numérico para ingresar el número de líneas secundarias.

Configuración secundaria: Campo de selección de listado predeterminado con las configuraciones de barrajes más comunes.

Número de transformadores: campo numérico para ingresar el número de transformadores que se instalarán en la subestación.

Parámetros ambientales.

Figura 15. Parámetros ambientales

DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO EXTERIOR. (MT = 10KV/5.5 KV - RETIE ART 8 - NEC 2400)			
CIUDAD:			
ALTURA MSNM:			
TEMPERATURA:	MÁXIMA PROMEDIO ANUAL (°C):		
	MÍNIMA PROMEDIO ANUAL (°C):		
HUMEDAD RELATIVA:	MÁXIMA PROMEDIO ANUAL (%):		
	MÍNIMA PROMEDIO ANUAL (%):		
PRESIÓN ATMOSFÉRICA (mm):			
PRECIPITACIÓN MEDIA ANUAL (mm):			
VELOCIDAD DEL VIENTO:	MÁXIMA:		
	PROMEDIO (m/s):		
ACELERACIÓN SÍSMICA (m/s ²):			
NIVEL DE CONTAMINACIÓN (EC TL-2) (mm/hrs):			

Si el municipio no está en el listado predeterminado ir a la celda **AB-7** y llenar los datos requeridos en la tabla. Automáticamente los datos ingresados aparecerán el cuadro de la Figura 13. “PARÁMETROS AMBIENTALES”

Figura 16. “Transformador”

Esta hoja parte de ingresar los requisitos básicos que necesita un transformador.
(Ningún campo en amarillo puede quedar en blanco).

Grupo de conexión: Campo de texto para ingresar el grupo de conexión del transformador.

Tensión secundaria: Campo numérico coincidente con el nivel de tensión secundaria ingresado en la hoja de inicio “PRINCIPAL”.

62

Corriente secundaria: Valor calculado de acuerdo al nivel de tensión y a la potencia.

Corriente de cortocircuito primario: Campo numérico para ingresar el valor de la corriente de corto primaria del transformador.

Corriente de cortocircuito secundaria: Campo numérico para ingresar el valor de la corriente de corto secundaria del transformador.

Interruptor.

Figura 17. Interruptor

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O																												
1	DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO EXTERIOR. (MT = 1<V<57.5 kV : RETIE ART 9 - NTC 1340)																																										
2																																											
3																																											
4																																											
5																																											
6																																											
7																																											
8																																											
9																																											
10																																											
11																																											
12																																											
13																																											
14	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">INTERRUPTOR NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO</th> <th colspan="2">INTERRUPTOR NIVEL DE TENSIÓN SECUNDARIO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (V):</td> <td></td> <td>TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (V):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CORRIENTE NOMINAL CALCULADA*FACTOR DE CORRECCIÓN "1.25" In(A):</td> <td></td> <td>CORRIENTE NOMINAL CALCULADA*FACTOR DE CORRECCIÓN "1.25" In(A):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CORRIENTE NOMINAL DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC In(A):</td> <td></td> <td>CORRIENTE NOMINAL DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC In(A):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN Isc (kA):</td> <td></td> <td>CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN Isc (kA):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC Isc (kA):</td> <td></td> <td>CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC Isc (kA):</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CORRIENTE PICO NOMINAL NORMALIZADA IEC Isc (kApico):</td> <td></td> <td>CORRIENTE PICO NOMINAL NORMALIZADA IEC Isc (kApico):</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>															INTERRUPTOR NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO		INTERRUPTOR NIVEL DE TENSIÓN SECUNDARIO		TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (V):		TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (V):		CORRIENTE NOMINAL CALCULADA*FACTOR DE CORRECCIÓN "1.25" In(A):		CORRIENTE NOMINAL CALCULADA*FACTOR DE CORRECCIÓN "1.25" In(A):		CORRIENTE NOMINAL DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC In(A):		CORRIENTE NOMINAL DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC In(A):		CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN Isc (kA):		CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN Isc (kA):		CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC Isc (kA):		CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC Isc (kA):		CORRIENTE PICO NOMINAL NORMALIZADA IEC Isc (kApico):		CORRIENTE PICO NOMINAL NORMALIZADA IEC Isc (kApico):	
INTERRUPTOR NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO		INTERRUPTOR NIVEL DE TENSIÓN SECUNDARIO																																									
TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (V):		TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (V):																																									
CORRIENTE NOMINAL CALCULADA*FACTOR DE CORRECCIÓN "1.25" In(A):		CORRIENTE NOMINAL CALCULADA*FACTOR DE CORRECCIÓN "1.25" In(A):																																									
CORRIENTE NOMINAL DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC In(A):		CORRIENTE NOMINAL DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC In(A):																																									
CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN Isc (kA):		CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN Isc (kA):																																									
CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC Isc (kA):		CORRIENTE CORTOCIRCUITO DE OPERACIÓN NORMALIZADA IEC Isc (kA):																																									
CORRIENTE PICO NOMINAL NORMALIZADA IEC Isc (kApico):		CORRIENTE PICO NOMINAL NORMALIZADA IEC Isc (kApico):																																									
15																																											
16																																											
17																																											
18																																											
19																																											
20																																											
21																																											
22																																											
23																																											
24																																											
25																																											
26																																											
27																																											

PRINCIPAL PARÁMETROS AMBIENTALES TRANSFORMADOR **INTERRUPTOR** SECCIONADOR CUCHILLA DI

La hoja **Interruptor** permite visualizar las especificaciones básicas de los interruptores a instalar: La tensión nominal de operación (Vn), la corriente nominal calculada por el factor de corrección (In), la corriente nominal de operación normalizada por la norma IEC-60056 (In), la capacidad interruptiva calculada y normalizada (Isc), y la corriente pico nominal normalizada (Iscpico). Todos estos valores son resultados de los cálculos realizados por el aplicativo.

Figura 18. Seccionador

La hoja **Seccionador** permite visualizar las especificaciones básicas de los seccionadores a instalar: La tensión nominal de operación (V_n), la corriente nominal calculada por el factor de corrección (I_n), la corriente nominal de operación normalizada por la norma IEC-600129 (I_n), la capacidad interruptiva calculada y normalizada (I_{sc}), y la corriente pico nominal normalizada (I_{scpico}). Todos estos valores son resultados de los cálculos realizados por el aplicativo.

Cuchilla de puesta a tierra.

Figura 19. Cuchilla de puesta a tierra

64

Esta hoja permite visualizar los requisitos básicos de las cuchillas de puesta a tierra para el nivel de tensión primaria y secundaria: La tensión nominal de operación (V_n), la corriente nominal calculada por el factor de corrección (I_n), la corriente nominal de operación normalizada por la norma IEC-600129 (I_n), la capacidad interruptiva calculada y normalizada (I_{sc}), y la corriente pico nominal normalizada (I_{scpico}). Todos estos valores son resultados de los cálculos realizados por el aplicativo.

Acometidas.

Figura 20. Acometidas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO EXTERIOR.													
2	(MT = 1<V<57.5 kV : RETIE ART 9 - NTC 1340)													
3														
4														
5	NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIA (V):								NIVEL DE TENSIÓN SECUNDARIA (V):					
6														
7	CORRIENTE NOMINAL (A):								CORRIENTE NOMINAL (A):					
8														
9	FACTOR MULTIPLICADOR DE CORRIENTE:								FACTOR MULTIPLICADOR DE CORRIENTE:					
10														
11	CORRIENTE CONDUCTOR CALCULADA (A):								CORRIENTE CONDUCTOR (A):					
12														
13	MATERIAL:								MATERIAL:					
14														
15	CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR (A):								CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR (A):					
16														
17	CALIBRE:				AWG/Kcmil				CALIBRE:				AWG/Kcmil	
18														
19	CÓDIGO								CÓDIGO					
20														
21	CABLEADO Al/Acero:								AISLAMIENTO:					
22														
23	DIAMETRO TOTAL (mm):								DIAMETRO TOTAL (mm):					
24														
25	PESO DEL CONDUCTOR (Kg/Km):								PESO DEL CONDUCTOR (Kg/Km):					
26														
27														

TRANSFORMADOR / INTERRUPTOR / SECCIONADOR / CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA / **ACOMETIDAS** / DPS /

En la hoja **Acometidas** se encuentra la selección de conductores. Por economía de escala se maneja un solo conductor para cada nivel de tensión requerido. Por tal razón los cálculos se realizan con los datos de la corriente máxima.

Nivel de tensión: Este campo está relacionado con los datos ingresados en las hojas anteriores.

Corriente Nominal: Campo formulado con la corriente nominal de operación del transformador.

Factor multiplicador de corriente: Campo numérico a ingresar para dar el factor multiplicador por límites operativos. Normalmente se usa 1.25.

Corriente conductor calculado: Campo formulado por el aplicativo que relaciona la corriente nominal y el factor multiplicador ingresado.

Material: Campo seleccionado para trabajar con conductores ACSR en esta primera versión del aplicativo.

Capacidad de corriente del conductor: Campo formulado para escoger la corriente del conductor de acuerdo a las tablas de los fabricantes.

De igual forma automáticamente se llenarán los campos de la capacidad de corriente del conductor, calibre, código, cableado Al/Acero, diámetro total y peso.

Estos valores corresponde a la tabla de conductores ACSR se encuentra en la columna **Q**.

DPS's

Figura 21. "DPS's"

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	
11																	
12																	
13																	
14																	
15																	
16																	
17																	
18																	
19																	

Hoja de DPS's en la cual se seleccionan los equipos de protección contra sobretensiones transitorias. Igual que en las hojas anteriores se selecciona uno para nivel de tensión primaria y otro para nivel de tensión secundaria. (Todos los campos en amarillo se deben se llenar, no puede quedar un campo vacío).

Tensión nominal: Campo formulado que indica el nivel de tensión del DPS.

Corriente nominal: Campo formulado que indica la corriente del DPS.

Continuos operating voltaje "COV": Campo formulado y calculado para indicar el valor de tensión de operación continua.

COV Normalizado: Este campo numérico se debe seleccionar de acuerdo al resultado en el campo de COV Calculado, de acuerdo a tablas normalizadas. Siempre se debe seleccionar un valor mayor al calculado.

Sobretensión temporal "TOV": Campo formulado y calculado por el aplicativo para indicar la sobretensión temporal del DPS.

Los campos **Ro** y **Re** están formulados para calcular la tensión nominal del DPS “**R**”.

Valor normalizado de **R**: Campo numérico para llenar buscado en tablas normalizadas y de acuerdo con el valor calculado en el campo anterior.

Corriente de cortocircuito: Campo numérico formulado con el dato de la capacidad de corriente de cortocircuito.

Nivel de protección para impulso tipo rayo “NPR”: Campo numérico para el ingreso del NPR normalizado en tabla de acuerdo a los datos calculados anteriormente.

Nivel de protección para impulso de maniobra “NPM”: Campo numérico para el ingreso del NPM normalizado en tabla de acuerdo a los datos calculados anteriormente.

Esta hoja contiene detalladamente los cálculos realizados para obtención de los valores solicitados para la selección del DPS’s. La descripción se encuentra debajo de los cuadros de los resultados celda **B20**.

Distancias eléctricas.

Figura 22. Distancias eléctricas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														
31														
32														
33														
34														

Hoja de distancias eléctricas en la cual se verifican las distancias mínimas eléctricas para el dimensionamiento de la subestación eléctrica de media tensión tipo exterior. se selecciona uno para nivel de tensión primaria y otro para nivel de tensión secundaria. (Todos los campos en amarillo se deben se llenar, no puede quedar un campo vacío).

BIL: Campo numérico de selección de lista predeterminada de tabla normalizada según IEC para encontrar el BIL de acuerdo con el nivel de tensión máximo.

Tensión crítica de flameo: Campo numérico formulado para determinar la tensión crítica de flameo normal.

Katm: Campo numérico donde se ingresa el influjo total de los parámetros atmosféricos del lugar de la subestación, para calcular la distancia mínima entre fase y tierra.

Distancia mínima entre fase y tierra: Campo numérico formulado con el valor de la distancia mínima entre fase y tierra. Resultado en metros.

Distancia mínima entre fases: Campo numérico formulado con el valor de la distancia mínima entre fases. Resultado en metros.

Figura 23. Distancias de seguridad

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
35	3. Distancia de Seguridad:										
36											
37	$D = d + 0,9 =$	0,90	m								
38											
39	$H = d + 2,25 =$	2,25	m								
40											
41	La distancia mínima para vehículos será:										
42											
43	$D = (d + 0,7) + 0,9 =$	1,60	m								
44											
45	$H = (d + 0,7) + 2,25 =$	2,95	m								
46											
47	La distancia mínima para áreas de trabajo será:										
48											
49	$D = (d + 1,75) + 0,9 =$	2,65	m								
50											
51	$H = (d + 1,25) + 2,25 =$	3,50	m								
52											
53	4. Altura de los equipos a nivel del suelo:										
54											
55	$hs = 2,30 + 0,0105 \cdot Vn$										
56											
57	DONDE:	Vn es la máxima tensión de diseño de los equipos en cuestión. =									
58											
59	$hs =$	2,30	m								
60	5. Altura de las barras sobre el nivel del suelo:										
61											
62	$he = 5,0 + 0,0125 \cdot Vn =$	5,00	m								
63											
64	6. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación:										
65											
66	$hi = 5,0 + 0,006 \cdot Vn =$	5,00	m								

Distancias de seguridad: Campos numéricos formulados para calcular las distancias mínimas de seguridad horizontal y vertical, de acuerdo con los cálculos realizados para las distancias mínimas entre fase y tierra.

Distancia mínima para vehículos: Campos numéricos formulados para calcular las distancias mínimas de seguridad horizontal y vertical para vehículos, de acuerdo con los cálculos realizados para las distancias mínimas entre fase y tierra.

Distancia mínima para áreas de trabajo: Campos numéricos formulados para calcular las distancias mínimas de seguridad horizontal y vertical para áreas de trabajo, de acuerdo con los cálculos realizados para las distancias mínimas entre fase y tierra.

Altura de los equipos sobre el nivel del suelo: Campos numéricos formulados para calcular las distancias mínimas de seguridad de equipos sobre el nivel del suelo, de acuerdo con la tensión máxima del equipo.

Tensión máxima del equipo en cuestión: Campo numérico para ingresar el valor de la tensión máxima del equipo en cuestión.

Altura de las barras sobre el nivel del suelo: Campos numéricos formulados para calcular las distancias mínimas de seguridad de las barra sobre el nivel del suelo, de acuerdo con la tensión máxima del equipo.

Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación: Campos numéricos formulados para calcular las distancias mínimas de seguridad de las líneas de transmisión que llegan a la subestación, de acuerdo con la tensión máxima del equipo.

Sistema de puesta a tierra.

Figura 24. Sistema de puesta a tierra

1. MÉTODO DEL CÁLCULO									
El diseño se desarrolló de acuerdo con el diagrama de bloque del standard 80 IEEE del 2000									
2. MATERIALES DE LA MALLA A TIERRA									
La malla de tierra debe ser construida con cable de cobre desnudo calibre AWG y las conexiones entre los diferentes elementos de la malla serán termosoldadas.									
3. DATOS DE ENTRADA									
Corriente de falla a tierra:		A	Material del conductor utilizado:						
Tiempo de duración de la falla:		Seg	Sección del conductor calculado					mm2	
Coefficiente térmico de la resistividad a la temperatura β :			Sección del conductor utilizado					mm2	
Resistividad del conductor R_r :		$\mu\text{ ohm} - \text{Cm}$	Conductividad del material del conductor					%	
Temperatura ambiente promedio:		$^{\circ}\text{C}$	Coefficiente térmico de resistividad a 0°C K_0						
Factor de proyección C_p :			Factor de capacidad térmica T_{cap}					$\text{J} / \text{cm}^3 / ^{\circ}\text{C}$	
Factor de decremento D_f :			Sección del conductor utilizado					AWG/Kcm	
Ancho malla a tierra:		m	Tipo de unión entre conductores						
Largo malla a tierra:		m	Temperatura máxima permisible					$^{\circ}\text{C}$	
Espaciamiento entre cond.		m	Resistividad del terreno					Ohm-m	
Factor de dispersión S_f :		m	Profundidad de la malla					m	
Longitud malla existente		m	Resistividad del piso					Ohm-m	
Diámetro de la varilla de Cu		mm	Profundidad del piso					m	
Diámetro de la varilla de Cu		"	Número de varillas						
			Longitud varilla de Cu					m	
			Largo del lote					m	
			ancho del lote					m	

Esta hoja realiza los cálculos de la malla de puesta a tierra para la subestación de media tensión, de acuerdo con el diagrama de bloques del Standard IEEE-80 del 2000.

Los datos de entrada son los campos que están en color amarillo (ningún dato puede quedar en blanco), así:

Corriente de falla a tierra: Campo numérico formulado donde selecciona automáticamente el valor mayor de la corriente de corto entre alta y baja tensión.

Tiempo de duración de la falla: Campo numérico para ingresar el tiempo de duración de la falla.

Temperatura ambiente promedio: Campo numérico donde se ingresa automáticamente la temperatura promedio del lugar tomada de la Hoja **parámetros ambientales**.

De igual forma se deben de ingresar los demás parámetros solicitados.

Para el diámetro de la varilla el más utilizado es de 16 mm y el largo de la varilla es de 2.4m.

Para escoger la opción del material hay una tabla normalizada por IEEE80 que está en la celda **T24**. Se ingresa en la celda **M22** el número que está en la columna **P** correspondiente al material escogido. Los materiales recomendados son el 1 y el 2.

Para ingresar el campo de la sección del conductor a utilizar se verifica la sección calculada en la celda **K19** y se va a la tabla ubicada en las celdas **N24-O35** y se determina el conductor con la sección mayor a la calculada.

Tipo de unión de conductores: Campo donde se determina la forma de unión de los conductores, existen dos formas: 1. Conector y 2. Soldada. Para escoger cualquier opción se ingresa el dato en la celda **M25** el número 1 para conector o el número 2 para soldada.

Después de llenado todos los campos solicitados los resultados de los cálculos realizado por el aplicativo están dados desde las celdas **B36 “Resultados”**.

De igual forma se describen todos los cálculos realizados pasos a paso y de acuerdo a la normatividad para la obtención de los resultados.

Nivel de riesgo.

Figura 25. Nivel de riesgo

23	DATOS DE ENTRADA:	
24	Calculamos Densidad de Descargas Directas a tierra DDT para	
25		
26	$DDT = 0.0017 \times NC^{1.56}$	
27		
28	NIVEL CERAUNICO "NC":	
29		
30	DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA "DDT" CALCULADA:	0,00
31		
32	CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO (Iabs) "kA":	43 COLOMBIA
33		
34	De acuerdo a la densidad de descargas a tierra se calcula en la matriz el índice de riesgo por rayos.	
35		
36	TABLA 1.	
37	INDICE DE RIESGO POR RAYOS	
38	Densidad de descargas a tierra (Descargas/Km ² año)	CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO (KA)
39		40 Iabs 20 Iabs < 40 Iabs < 20
40	RDDDT / RIabs	1,00 0,65 0,3
41	30 ≤ DDT	1,000 0,895 0,790
42	15 ≤ DDT < 30	0,825 0,720 0,615
43	5 ≤ DDT < 15	0,650 0,545 0,440
44	DDT < 5	0,475 0,370 0,265
45	SEVERAS ALTAS MODERADAS BAJAS	
46		
47	RIESGO = 0,7 * RDDDT + 0,3 RIabs "PARA COLOMBIA RIabs siempre va a ser 1"	
48		
49		
50	RIESGO:	LO QUE EQUIVALE A UN RIESGO=
51		
52	Sumando los valores de los índices relacionados con la estructura determinados en las siguientes Tablas (2), (3) y (4) se obtiene la gravedad que se puede presentar en la estructura	
53		

Esta hoja realiza los cálculos del nivel de riesgo. La norma ICONTEC 4552-2004 "Protección Contra Descargas Eléctricas Atmosféricas" plantea una metodología determinística que evalúa en forma cualitativa el riesgo de exposición de las edificaciones y estructuras teniendo en cuenta dos parámetros asociados con el fenómeno del rayo (la densidad de descargas a tierra, la corriente pico) y el tipo de estructura a proteger. Aplicando esta metodología se obtiene el factor de riesgo para las instalaciones.

Los datos de entrada son los campos que están en color amarillo (ningún dato puede quedar en blanco), así:

Nivel Cerámico "NC": Campo numérico donde se ingresa el valor del nivel cerámico de acuerdo con el mapa isocerámico de Colombia correspondiente al municipio.

Densidad de descarga a tierra DDT: Campo numérico formulado para hallar el DDT después de ingresar el NC.

Corriente Pico Absoluta promedio Iabs: Campo numérico constante para cálculos en Colombia.

Riesgo: Campo numérico de acuerdo al resultado de la operación según la ecuación $RIESGO = 0,7 * RDDDT + 0,3 RIabs$ "PARA COLOMBIA RIabs siempre va a ser 1" y posición en la matriz de la tabla 1.

Figura 26. Nivel de riesgo valores índices tabla 2 y 3

1

Valor de tipo de estructura Tabla 3: Campo numérico de selección de acuerdo a la clasificación del tipo de estructura, se le asigna un valor de índice.

Valor altura y área de la estructura Tabla 4: Campo numérico de selección de acuerdo al área y altura de la estructura, se le asigna un valor de índice.

Indicador de gravedad: Campo numérico formula con la suma de los valores de índices seleccionados anteriormente.

72

Figura 27. Nivel de riesgo matriz de nivel de riesgo.

101	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
102		RIESGO POR RAYO:	C							
103		GRAVEDAD:	O							
104										
105										
106										
107										
108										
109										
110										
111										
112										
113										
114										
115										
116										
117										
118										
119										
120										
121										
122										
123										
124										
125										
126										
127										
128										
129										
130										

Matriz de factor de riesgo: Matriz de verificación del riesgo con los datos obtenidos en riesgo por rayos y gravedad.

Nivel de Riesgo: Campo de texto donde se determina el nivel de riesgo obtenido después de realizar los cálculos.

TC's.

Figura 28. TC's

6	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															
38															
39															
40															

Hoja de TC's en la cual se verifican las relaciones de transformación de los TC's y las características. Se selecciona uno para nivel de tensión primaria y otro para nivel de tensión secundaria. (Todos los campos en amarillo se deben llenar, no puede quedar un campo vacío).

Circuito: Campo de texto con el nombre del equipo o circuito donde se instalara el TC.

RTC Norma IEC: Campo de selección de lista predetermina con las relaciones estandarizadas de los TC's según la norma IEC. Para escoger el más óptimo se verifica con la celda "RTC" anterior y se elige la relación adecuada a ese valor. Siempre se escoge el número mayor.

RTC Norma ANSI: Campo de selección de lista predetermina con las relaciones estandarizadas de los TC's según la norma ANSI. Para escoger el más óptimo se verifica con la celda "RTC" anterior y se elige la relación adecuada a ese valor. Siempre se escoge el número mayor.

EQUIPO DE MEDICIÓN: Tabla de características del TC's dimensionado para medición.

Clase o precisión IEC para medición: Campo de selección de lista predeterminada con los datos de precisión según la norma IEC.

Cargabilidad IEC para medición: Campo de selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma IEC.

Cargabilidad ANSI para medición: Campo de selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma ANSI.

Equipo de protección: Tabla de características del TC's dimensionado para protección.

Clase o precisión IEC para protección: Campo de selección de lista predeterminada con los datos de precisión según la norma IEC.

Cargabilidad IEC para protección: Campo de selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma IEC.

Cargabilidad ANSI para protección: Campo de selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma ANSI.

TP's.

Figura 29. “TP´s”

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN TIPO EXTERIOR.													
2	(MT = 1<V<57.5 kV : RETIE ART 9 - NTC 1340)													
3														
4														
5	EQUIPOS DE MEDIDA:													
6														
7														
8	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL "TP"s":		TENSIÓN NOMINAL PRIMARIA (V):			TRANSFORMADOR DE POTENCIAL "TP"s":		TENSIÓN NOMINAL "Vn" (V):						
TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA IEC:				TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA IEC:										
TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA ANSI:				TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA ANSI:										
CLASE Ó PRECISIÓN IEC:				CLASE Ó PRECISIÓN IEC:										
CLASE Ó PRECISIÓN ANSI:				CLASE Ó PRECISIÓN ANSI:										
11			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
13			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
14			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
15			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
16			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
17			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
18			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
CARGABILIDAD ANSI "VA":				CARGABILIDAD ANSI "VA":										
19	EQUIPOS DE													
20														
21	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL "TP"s":		TENSIÓN NOMINAL "Vn" (V):			TRANSFORMADOR DE POTENCIAL "TP"s":		TENSIÓN NOMINAL "Vn" (V):						
22			TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA IEC:					TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA IEC:						
23			TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA ANSI:					TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA ANSI:						
24			CLASE Ó PRECISIÓN IEC:					CLASE Ó PRECISIÓN IEC:						
25			CLASE Ó PRECISIÓN ANSI:					CLASE Ó PRECISIÓN ANSI:						
26			CARGABILIDAD IEC "VA":					CARGABILIDAD IEC "VA":						
27			CARGABILIDAD ANSI "VA":					CARGABILIDAD ANSI "VA":						

Hoja de TP´s en la cual se verifican las relaciones de transformación de los TP´s y las características. Se selecciona uno para nivel de tensión primaria y otro para nivel de tensión secundaria. (Todos los campos en amarillo se deben de llenar, no puede quedar un campo vacío).

Equipo de medición: Tabla de características del TP´s dimensionado para medición.

Tensión secundaria IEC para medición: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de tensión secundaria según la norma IEC.

Tensión secundaria ANSI para medición: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de tensión secundaria según la norma ANSI.

Clase o precisión IEC para medición: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de precisión según la norma IEC

Clase o precisión ANSI para medición: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de precisión según la norma ANSI

Cargabilidad IEC para medición: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma IEC.

Cargabilidad ANSI para medición: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma ANSI.

Equipo de protección: Tabla de características del TP's dimensionado para protección.

Tensión secundaria IEC para protección: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de tensión secundaria según la norma IEC.

Tensión secundaria ANSI para protección: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de tensión secundaria según la norma ANSI.

Clase o precisión IEC para protección: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de precisión según la norma IEC.

Clase o precisión ANSI para protección: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de precisión según la norma ANSI

Cargabilidad IEC para protección: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma IEC.

Cargabilidad ANSI para protección: Campo se selección de lista predeterminada con los datos de cargabilidad según la norma ANSI.

5. CONCLUSIONES

- El aplicativo DimeSEMT en MS Excel para el dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión tipo exterior se enfocó en recrear la forma adecuada de suplir los requerimientos eléctricos en concordancia con los lineamientos de la Norma Técnica Colombiana NTC2050 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.
- Este proyecto entrega el aplicativo MS Excel DimeSEMT como primera herramienta óptima para los procedimientos requeridos por Proyectos de Ingeniería S.A. PROING S.A. para dar respuesta a las diferentes necesidades de sus clientes en las áreas de dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión y se configura en el primer eslabón en el desarrollo de material didáctico seguro y confiable para los cursos de Diseño Eléctrico en el Departamento de energética y Mecánica de la facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Occidente.

6. RECOMENDACIONES

- El aplicativo DimeSEMT en MS Excel para el dimensionamiento de subestaciones eléctricas de media tensión tipo exterior puede extenderse con procedimientos para el dimensionamiento de ductos y cárcamos, cableado, control, etc.
- Dichas extensiones se pueden configurar como una macro que integre de manera coherente las diferentes hojas de cálculo tanto existentes como adicionales, merced a mantener idéntica filosofía estructural en el algoritmo.
- Una vez involucrados otros cálculos se puede definir una hoja con el listado de cantidades de materiales y equipos, estructurada para que permita mediante una tabla bilateral resumir de manera automática los balances de los cálculos respectivos.

BIBLIOGRAFÍA

CASAS OSPINA, Favio. Tierras, Soporte de la seguridad eléctrica. Tercera Edición, Bogotá D.C. Editorial ICONTEC, 2006. 234 p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. República de Colombia. Requisitos técnicos para subestaciones. Anexo CC2 del Código de Conexión del Código de Redes. Bogotá D.C. Resolución CREG 025 de 1995.

DÍAZ, Pablo. Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución. México D.F. McGraw-Hill, 2001. 331 p.

DEHN + SOHNE. Lightning Protection. Main Catalogue. Neumarkt Germani. January 2005. 196 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 2050. Bogotá D.C. ICONTEC, 2002. 565 p.

_____. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas. Principios generales. Bogotá D.C. ICONTEC, 2004. 45 p.: il NTC-4552

_____, _____. Protección contra rayos. Principios generales. NTC-4552. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. 45 p.

_____, _____. Trabajos escritos: presentaciones y referencias bibliográficas. NTC 1486, 5613, 4490. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 92 p

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. Guide for Safety in AC Substation Grounding. IEEE 80 – 2000. 200 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Coordinación de Aislamiento. IEC 60071-2 Std. 1996. 126 p.

_____. Transformadores de corriente. IEC 600185- 1987. 140 p.

_____, _____. Transformadores de tensión. IEC 600186- 1987. 100 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. INTERRUPTORES. IEC 60056- 1987. 95 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. SECCIONADORES. IEC 600129- 1987. 95 p.

Manual De Ingeniería Eléctrica. Tomos I y II. México D.F. Editorial McGraw Hill, 1986. 315 p.

Mapa de Nivel Cerámico de Colombia [en línea]. Bogotá D.C.: Universidad Nacional (Grupo de investigación PASS-UN), 2009 [consultado 15 de Abril de 2009] Disponible en Internet:
<http://www.paas.unal.edu.co/investigacion/RiskFile2008/mapa.html>

MARTÍNEZ HERRERA, Jose Luis. Análisis técnico económico de la ampliación de la subestación de 69 kV, del ingenio Santa Ana. Trabajo de grado Ingeniero Electricista. Guatemala, Agosto de 2006. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de ingeniería, Escuela de ingeniería mecánica eléctrica. 213p.

NORMA TÉCNICA AMERICANA PARA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS. Standard for the Installation of Lightning Protection Systems. Salt Lake City, UT: NFPA, 2004. 52 p.:il (NFPA 780).

Protección integral contra rayos y sobretensiones [en línea], DEHN. [Consultado 20 de Mayo de 2009]. 8 p. Disponible en internet
http://www.dehn.de/www_DE/PDF/ESPANA/pdf05/integral.pdf

RAMÍREZ G, Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión, Bogotá D.C. Ingenieros Mejía Villegas S.A. 1991. 530 p.

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. RETIE. Resolución 181294. Bogotá D.C. PROCOBRE y CIDET Agosto 6 4 ed. de MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. República de Colombia, 2008. 191 p.

TORRES SÁNCHEZ, Horacio. El Rayo, Mitos, Leyendas, Ciencia y Tecnología. Bogotá D.C. Editorial Universidad Nacional de Colombia UNIBIBLOS, 2002. 410 p.